10 个地区性委员会分别是：东部中区可靠性协调组织（East Central Area Reliability Coordination Agreement，ECAR），德克萨斯电力可靠性协会（Electric Reliability Council of Texas Inc.，ERCOT），佛罗里达可靠性协调委员会（Florida Reliability Coordinating Council，FRCC），大西洋中区委员会（Mid-Atlantic Area Council，MAAC），中部美国互联电力系统（Mid-America Interconnected Network Inc.，MAIN），中部大陆地区联合电力系统（Mid-Continent Area Power Pool，MAPP），东北区电力协调委员会（Northeast Power Coordinating Council，NPCC），东南区电力可靠性委员会（Southeastern Electric Reliability Council，SERC），西南联合电力系统（Southwest Power Pool Inc.，SPP），西部系统协调委员会（Western Electricity Coordinating Council，WECC）。按电网联系紧密程度，美国又可划分为 7 个大电力系统，即其中东北电力系统、东南电力系统、东中部电力系统、中部电力系统、西南部电力系统和德克萨斯电力系统、西部电力系统。

截至 2002 年，美国的输电网数据如表 5.5-1 所示。

表 5.5-1　　美国输电网线路数据（截至 2002 年）

电压等级（kV）		长　度（km）	在交流/直流中所占比例（%）	在总输电线路长度中所占比例（%）
交流线路	230	123 510	49.68	48.64
	345	79 243	31.88	31.21
	500	41 895	16.85	16.5
	765	3947	1.59	1.55
	合　计	248 595		97.9
直流线路	250～300	1496	28.12	0.59
	400	1371	25.76	0.54
	450	309	5.81	0.12
	500	2145	40.31	0.84
	合　计	5321		2.1
合　计		253 916		

1995 年以来，美国主要输电区域的 230kV 及以上电网规模基本处于稳定状态。从 1995 年 24.15 万 km 增加到 2004 年的 25.86 万 km，增长 7%，年均增长 0.76%。见表 5.5-2。230kV 及以上分电压等级输电线路的长度见表 5.5-3。

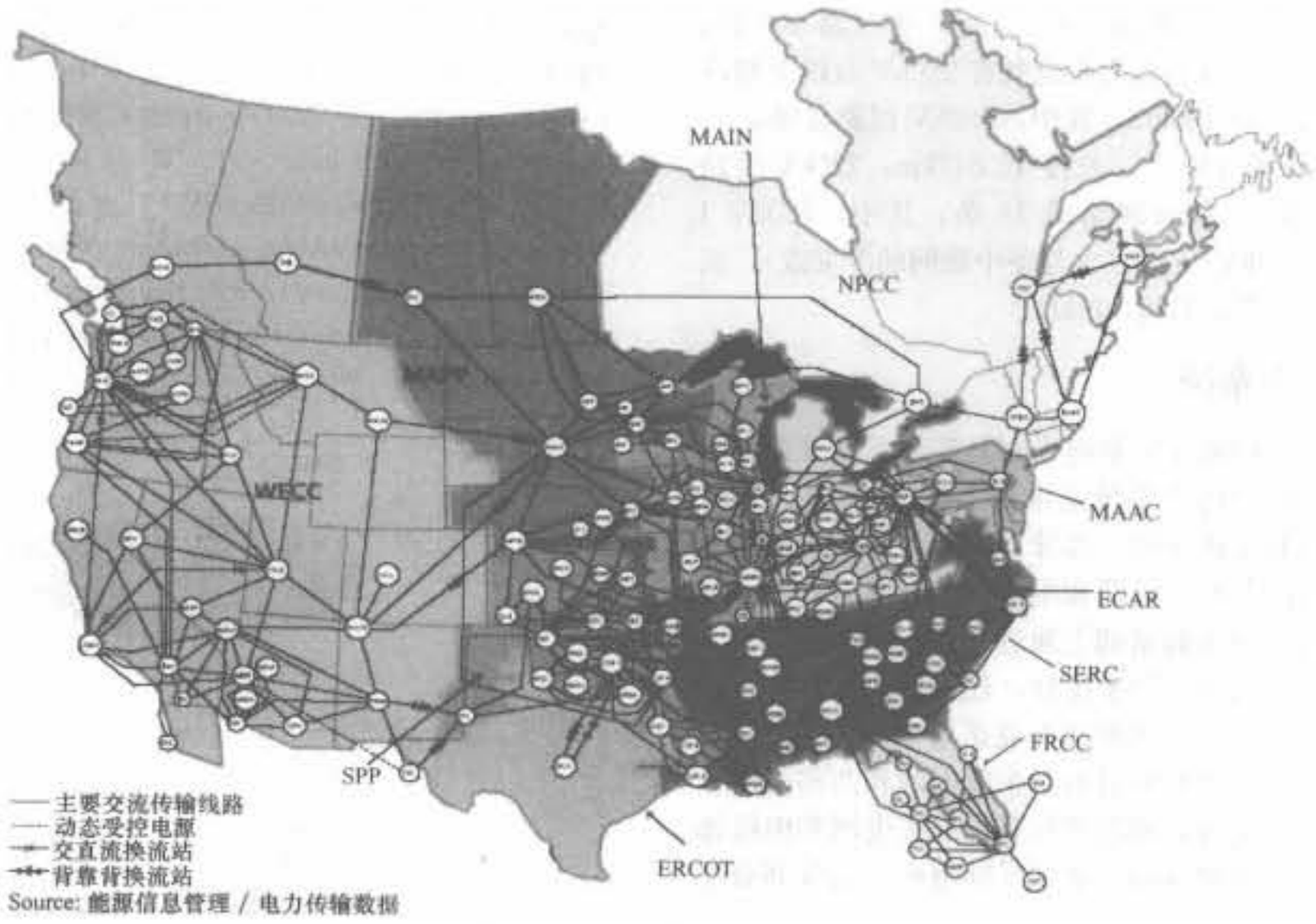


图 5.5-4　美国电网各区域的分布（2003 年 9 月 1 日）

表 5.5-2　　1995～2004 年 10 大区域的 230kV 以上线路长度　　km

区域	1995 年	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
ECAR	25 668	25 662	25 683	25 705	25 699	25 964	26 077	26 423	26 450	26 532
ERCOT	11 036	11 493	11 314	11 314	11 316	11 545	11 863	11 747	13 002	13 002
FRCC	10 383	10 550	10 565	10 587	10 648	10 730	10 977	10 891	11 092	11 099
MAAC	11 152	11 152	11 152	11 313	11 342	11 342	11 313	11 313	11 355	11 355
MAIN	8944	8978	8998	8998	9170	9818	9939	9940	9968	9977
MRO	22 697	22 697	22 697	22 730	22 888	22 890	22 890	23 099	23 660	23 676
NPCC	10 388	10 388	10 388	10 388	10 388	10 388	10 399	10 219	10 307	10 307
SERC	35 647	36 405	44 931	45 161	45 760	45 781	45 919	46 468	46 449	46 573
SPP	17 429	18 579	10 590	11 602	11 812	11 751	12 257	12 291	12 323	12 364
WECC	88 184	88 822	90 717	91 079	91 449	91 496	91 485	92 804	93 060	93 694
合　计	241 529	244 726	247 035	248 879	250 471	251 704	253 118	255 195	257 667	258 579

表 5.5-3　　**2004 年 10 大区域的 230kV 以上线路分类情况**　　km

区　域	AC230kV	AC345kV	AC500kV	AC765kV	AC 合计	DC250～300kV	DC400kV	DC450kV	DC500kV	DC 合计	AC & DC 总　计
ECAR	2056	19 527	1371	3578	26 532	0	0	0	0	0	26 532
ERCOT	0	13 002	0	0	13 002	0	0	0	0	0	13 002
FRCC	8930	0	2169	0	11 099	0	0	0	0	0	11 099
MAAC	8393	265	2697	0	11 355	0	0	0	0	0	11 355
MAIN	364	9469	0	145	9977	0	0	0	0	0	9977
MRO	11 665	9239	1028	0	21 932	373	1371	0	0	1744	23 676
NPCC	2528	7175	8	249	9960	348	0	0	0	348	10 307
SERC	31 680	1218	13 675	0	46 573	0	0	0	0	0	46 573
SPP	4618	7562	183	0	12 364	0	0	0	0	0	12 364
WECC	55 047	16 425	20 077	0	91 549	0	0	0	2145	2145	93 694
合计	12 5280	83 882	41 208	3973	254 343	721	1371	0	2145	4236	258 579

美国 2004 年夏季最大用电负荷为 7.045 亿 kW，冬季最大用电负荷为 6.187 亿 kW，表 5.5-4 和表 5.5-5 给出了 2001～2004 年美国分区域的最大用电负荷。

表 5.5-4　　2001～2004 年美国分区夏季最大负荷　　MW

区　域	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
ECAR	100 235	102 996	98 487	95 300
ERCOT	55 201	56 248	59 996	58 531
FRCC	39 062	40 696	40 475	42 383
MAAC	54 015	55 569	53 566	52 049
MAIN	56 344	56 396	56 988	53 439
MRO (U.S.)	28 321	29 119	28 831	29 351
NPCC (U.S.)	55 949	56 012	55 018	52 549
SERC	149 293	158 767	153 110	157 615
SPP	40 273	39 688	40 367	40 106
WECC (U.S.)	109 119	119 074	122 537	123 136
全美合计	687 812	714 565	709 375	704 459

表 5.5-5　　2001～2004 年美国分区冬季最大负荷　　MW

区　域	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
ECAR	85 485	87 300	86 332	91 800
ERCOT	44 015	45 414	42 702	44 010
FRCC	40 922	45 635	36 841	44 839
MAAC	39 458	46 551	45 625	45 905
MAIN	40 529	42 412	41 719	42 929
MRO (U.S.)	21 815	23 645	24 134	24 526
NPCC (U.S.)	42 670	46 009	48 079	48 176
SERC	135 182	141 882	137 972	144 337

续表

区　域	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
SPP	29 614	30 187	28 450	29 490
WECC (U.S.)	96 622	95 951	102 020	102 689
全美合计	576 312	604 986	593 874	618 701

2004 年，美国终端用电量达到 3.72 万亿 kWh，其中零售电量为 3.548 万亿 kWh，直供电量为 0.168 万亿 kWh，直供电量占终端用电量的比例为 4.5%。

2.1　美国东部系统

美国东部同步电网包括了美国 2/3 大陆以及加拿大从萨斯喀彻温省东部到沿海的省份，覆盖的面积约 520 万 km^2，总装机容量约 6 亿 kW，电网以 500kV 为骨干网架，有部分 750kV 电网，是目前世界装机容量最大的同步电网。美国东部同步电网包含了 7 个大电力系统中的 5 个电力系统。

（1）东北电力系统，包括东北区电力协调协会（NPCC）和大西洋中区协会（MAAC）所属供电范围。其中有 3 个紧密联系的联合电力系统：新英格兰联合电力系统（NEPOOL）、纽约联合电力系统（NYPP）和宾州—新泽西—马里兰联合电力系统（PJM），其供电范围覆盖美国东部 10 个州、华盛顿特区和弗吉尼亚州的小部分。在北面与加拿大的魁北克水电系统相连，覆盖安大略、魁北克、纽布伦斯威克等省。NPCC 主要使用 765、345、230kV 电压等级，MAAC 主要使用 500kV 和 230kV 电压等级。该系统 230kV 及以上电压等级的输电线路总长度约为 4 万多 km。

（2）东南电力系统，包括东南区电力可靠性协会（SERC）和佛罗里达可靠性协调协会（FRCC）所覆盖的美国东南部 14 个州的供电范围，划分为 4 个分区系统，即田纳西流域管理局系统（TVA），南方电力系统，弗吉尼亚—卡罗来纳系统和佛罗里达系统。该系统的输电电压统一为 500kV 和 230kV，230kV 及以上电压输电线路的总长度约为 3 万多 km。

（3）东中部电力系统，包括东中部可靠性协调会（ECAR）

所覆盖的供电范围，对美国东中部密西根等 9 个州的大部分地区供电。美国电力公司（AEP）的 765kV 输电线路构成从弗吉尼亚州西南部到密执安州西北部和印第安纳州东南部的坚强网架，其下一级的电压等级为 345kV；在其东部的 AEP 电力系统的输电线路最高电压为 500kV。该系统 230kV 及以上电压等级输电线路的总长度约为 2 万 km。

（4）中部电力系统，包括中部美国互联电力系统（MAIN）和中部大陆联合电力系统（MAPP，近期更名为 MRO）所覆盖的美国中部伊利诺伊等 10 个州的全部或部分地区，以及加拿大马尼托巴和萨斯喀彻温两省的供电范围。其中，MAIN 输电电压以 345kV 为主，只在与外区的联络线采用少量的 500kV 和 765kV 线路。MAPP 东南部输电电压以 345kV 为主，而在中南部和西南部则以 230kV 和 345kV 为主。该系统 230kV 及以上电压等级输电线路的总长度约为 3 万 km。

（5）西南部电力系统，包括西南联合电力系统（SPP）覆盖的阿肯色等 4 个州的全部和密西西比等 4 个州的部分地区，大部分采用 345kV 输电电压。该系统 230kV 及以上电压等级输电线路的总长度约为 0.7 万 km。

2.2 美国西部系统

2.2.1 美国西部（WECC）系统的发展

20 世纪 40 年代早期西部地区输电系统是由许多独立运营的地区输电网组成，大的独立输电网有 3 个，即西北太平洋电网、北加利福尼亚电网和南加利福尼亚电网，以及许多分散的小输电电网。

由于电力负荷的发展，需要研究开发美国西北部哥伦比亚河流域的水利电能，南送到加利福尼亚州。为此，1964 年美国国会批准建设太平洋沿岸超高压联络线工程，其目的是将美国西北部哥伦比亚河流域的水电 23.53GW（其中大古利水电站已有 5GW 容量）输送到西南部的加利福尼亚州，承担电网峰荷；夜间低谷时，将加利福尼亚的多余火电，送到西北电网；还包括输送季节性水电电量。

1970 年建成太平洋联网工程，从而将西北太平洋电网与加利福尼亚电网连接，并逐渐形成美国西北部联合电网。

太平洋联络线的建成，为靠近太平洋西北部地区的剩余电力提供了市场，使加利福尼亚和西北部地区从西北部富裕水电的销售和季节性电能交换中获得了经济利益，使加利福尼亚各公用电力公司能够共享发电备用，大大降低系统备用容量，也使加利福尼亚的输电网大大加强，输电损耗明显下降。

建设的太平洋联络线第一、二回线（PACI）是 500kV 交流输电线路，北起哥伦比亚河的约翰代水电站（由私营公用电力事业公司拥有），南到旧金山、洛杉矶，全长约 1520km，中间分九段，两回线可送 180 万～250 万 kW，后又升到 280 万～320 万 kW。建设的太平洋联络线第三回是±400kV 直流输电线路（PDCI），北起哥伦比亚河的达勒斯水电站（由公共机构拥有），南到洛杉矶，全长 1360km，送电容量为 144 万 kW，后又升压到±500kV，实际可送 160 万 kW。

1992 年架设了从俄勒冈南部延伸到加州中部的一条 500kV 交流线路，打通了南北间第三条 500kV 交流线路，使太平洋交流联络线（PACI）的输电能力从 320 万 kW 提高到 480 万 kW。南北间三条（俄勒冈州境内为四条）500kV 交流线路（PACI）和两条±500kV 直流线路（PACI）形成了南北间电力输送的主要通道，并与东部的 345/230kV 网络合环形成电磁环网，东部端面最薄弱处有三条 345kV 线路和两条 230kV 线路。WECC 系统地理接线图如图 5.5-5 所示。



图 5.5-5 WECC 系统地理接线图

2.2.2 美国西部（WECC）系统电网结构的现状及其特性

目前，美国西部（WECC）系统由 60 多个成员公司组成，是美国七大电网公司中供电范围最大的一个，它覆盖美国西部 11 个州和中部相邻 3 个州的一部分，以及加拿大的哥伦比亚省和阿尔伯塔省以及墨西哥的一部分地区。WECC 包括四个分区域，即西北电力联营区域（含加拿大不列颠哥伦比亚省和阿尔伯塔省）、洛杉矶电力区域、亚利桑那－新墨西哥电力区域和加利福尼亚－内华达电力区域。它的供电特点是区域大，供电分散，负荷密度小而输电距离相对较长，电网结构也比较薄弱。WECC 负荷和电源分布极不平衡，水电主要分布在太平洋西北部地区，以及加拿大哥伦比亚省境内；火电分布在电网的东部和太平洋西南部地区，呈北水南火之势。负荷主要集中在太平洋西北部地区的太平洋西南部地区，南、北部负荷特性差异较大，南部高峰负荷出现在夏季，北部在冬季。这两个地区通过长约 1520km 的三条 500kV 交流联络线（PACI）和两条 500kV 直流联络线（PDCI）相联，在电网的东部又有多条 345kV 线路和 500kV 线路将这两个地区环绕在一起，形成电磁环网。该电网的特点是在夏季满发水电时，太平洋西北部的水电通过 PACI 和 PDCI 送往太平洋西南部；在冬季枯水期，潮流反送。PACI 和 PDCI 的额定容量分别为 480 万 kW 和 310 万 kW。这种电网结构是属于经过多个电网形成的多级大环网结构，之所以形成这种电网结构，是由于大多数电网互联没有经过全面的长远规划，而是自然发展形成的。电网结构存在缺陷，使潮流难于控制。虽补加移相变压器等设备，但大环网中仍经常有较大的环流，由北到南传输电力要经过很多的电力公司。由于电网结构上的问题，稳定问题比较突出，不得不采取各种各样的稳定措施加以弥补。

3　西欧互联电力系统

西欧大陆“电力生产输送协调联合会（UCPTE)”成立于 1951 年，最初由八个国家（奥地利、比利时、西德、法国、意大利、卢森堡、荷兰、瑞士）组成。其后几年里，其他四个国家（西班牙、希腊、葡萄牙、南斯拉夫）参加了该联合会。1999 年，UCPTE 更名为 UCTE（The Union for the Coordination of Transmission of Electricity，欧洲电力输送协调会)。

目前，UCTE 的成员已扩大到 20 个欧洲国家，为 4 亿人口提供电力供应，每年的电力消费约 2100TWh。图 5.5-6 给出了 UCTE 的地理图，图中的简写字母分别表示不同的国家：

B	比利时
D	德国
E	西班牙
F	法国
GR	希腊
I	意大利
SLO	斯洛文尼亚
HR	克罗地亚
YU	南斯拉夫联邦
FYROM	原南斯拉夫共和国
BiH	波斯尼亚—黑塞哥维那
L	卢森堡
NL	荷兰
A	奥地利
P	葡萄牙
CH	瑞士
CZ	捷克
H	匈牙利
PL	波兰
SK	斯洛伐克

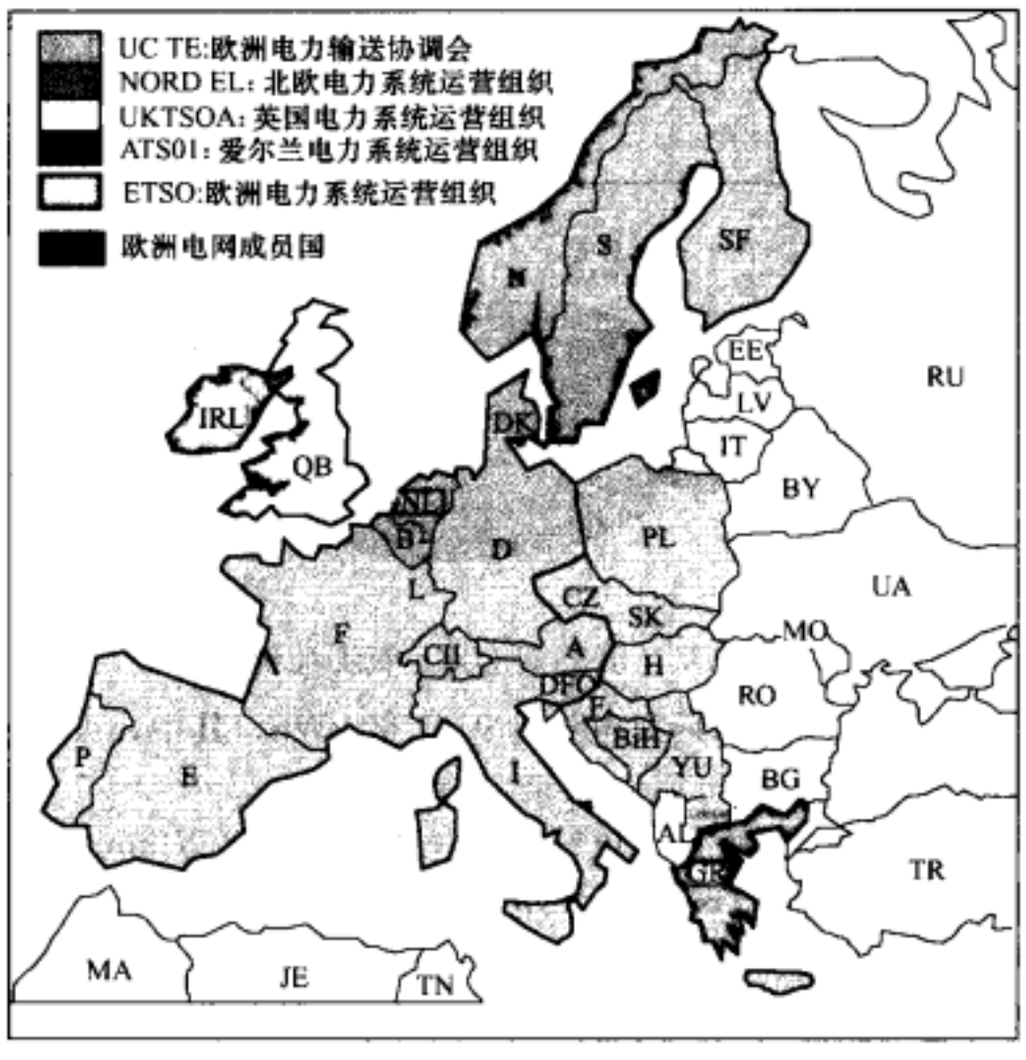


图 5.5-6　UCTE 系统地理图

1998 年底西欧电网（UCTE）的最大发电装机容量约为 4.27 亿 kW，其中水电 1.1 亿 kW，核电 1.01 亿 kW，常规火电 2.16 亿 kW；年发电量 17 686 亿 kWh，其中水电为 2731 亿 kWh，核电为 6531 亿 kWh，常规火电为 8424 亿 kWh，总用电量为 17 424 亿 kWh，最大负荷为 2.66 亿 kW。

由于西欧电网中各国利用彼此之间自然资源结构和用电高峰时间的差异，通过联网达到了水、火、核电的互济，减少了各国的备用装机容量和相互的事故备用容量，降低了发电成本。西欧大陆国与国之间电网互联，相互交换电量，在获得经济效益的同时，交换量稳步上升，从 1975 年的 500 亿 kWh 上升到 1998 年的 1858 亿 kWh，其中 UCTE 内部交换为 1464 亿 kWh。UCTE 总的净交换电量占总用电量的比例，从 1975 年的 6%，上升到 1998 年的 10.7%。

UCTE 电网各国由于工业发达，负荷密度大，受端系统已经扩展到全国。除了本国内网络密集，各国之间还通过 220kV 或 380kV 线路进行紧密互联。如德国与法国有 2 回 220kV 的联络线，4 回 380kV 的联络线；与卢森堡有 8 回 220kV 的联络线；与荷兰有 6 回 380kV 的联络线；与奥地利有 11 回 220kV 联络线，3 回 380kV 联络线；还与北欧的丹麦有 5 回 380kV 联络线，1 回 220kV 联络线。这种普遍密集的电网结构有较大的输电能力，也为电能的经济交换提供了基础。

3.1　法国电网

法国发电量统计如表 5.5-6 所示，其特点是核电占主导。法国电网最高运行电压为 400kV，已有线路长20 550km，降压变压器容量为 113.9GVA。225kV 线路长26 050km，变压器容量为 109.1GVA。

表 5.5-6　　法国发电量统计表

1995 年	合　计	水　电	核　电	火　电
全国装机容量（GW）	107.5	25.0	58.5	24.0
年发电量（TWh）	471.0	75.5	358.6	36.9
全国最大负荷（GW）	66.8			
EDF 装机容量（MW）	97.45	23.3	57.10	17.05
（占全国百分比）	(90.6)	(93.2)	(98)	(71)
EDF 发电量（TWh）	44.42	68.3	358.2	17.7
（占全国百分比）	(94.3)	(90.5)	(100)	(48)

法国重视电力网架的建设，在开发电源的同时，建设电网。1937 年开始用 225kV 电压联网。第二次世界大战结束时法国电网电压主要是 150kV 和 225kV，1947 年建成第一条 400kV 线路，但降压到 225kV 运行。直到 1958 年才以 400kV 运行。到 1965 年初步有了 400kV 线路，但仍以 150kV 和 225kV 电网为主。目前，法国电网已成为欧洲发输电联盟电网中的一个重要组成部分。与英国还有直流海底电缆相联。1985 年底与邻国相联的线路总交换能力在 20GW 以上，1995 年与邻国相联的线路总交换能力在 30GW 以上。

3.2　德国电网

3.2.1　德国电网现状

德国 1994 年的发电装机容量约 120GW，年发电量为 526.8TWh。装机以核电为主，约占 42%，煤电为辅助，德国有大量优质褐煤矿藏适于建矿口电厂，水电、太阳能、风能所占比重不大。380kV 和 220kV 网为骨干电网，380kV

线路 1.71 万 km，变电站 42 座，220kV 输电线路 12.3 万 km，变电站 117 座。

1997 年德国国内发电量 547TWh，占负荷总需求的 94%，从国外进口 38TWh，占负荷总需求的 6%。德国核电站发电量为 170TWh，约占总发电量的 31%，水电站发电量为 21TWh，约占总发电量的 4%，常规火电厂发电量 353TWh，占总发电量的 64%，风能总装机容量约为 2GW，每年利用风能发电量为 3.4TWh，占总发电量的 0.5%。由此可见，德国发电能源主要是煤电，其次是核电。

德国以州为单位形成了 9 个电力公司，它们一般由州政府控股，实行股份制，经营全国 9 个大电网。9 大公司及其电网除了保证本地区电力供应外，电网间又是开放和互为一体的，网间电力交换完全按市场化的原则，相互关系的协调则依靠电力行业协会，但行业协会的规定不具备完全的约束力。由于 UCTE 是多回路的强联系电网，对各国间协商好的电力交换，有一部分不是由送端和受端直接完成，而是经过第三方转送。

3.2.2 德国电网的发展

早在 1929 年各电力公司就建立了 220kV 强联系电网，其中以莱茵电力公司 RWE 的规模最大，它负责包括原西德首都波恩在内的四个州的发供电，是原西德的重工业区。到 1985 年底西德全国装机容量近 100GW 时，RWE 却占到 28.2GW。

RWE 公司是一个具有发、输、配电业务，以褐煤发电为主的大型私营电力企业，褐煤和核电机组年满负荷运行小时数已分别达到 6000h 和 7000～8000h 的水平。RWE 公司 1985 年拥有 380kV 线路 3900km，380kV 变电站 36 个，220kV 线路 6200km，220kV 变电站 113 个，110kV 线路 12 000km，110kV 变电站 505 个。它主要供科隆、鲁尔等四个州的电力，但目前的供电范围已扩大至相邻公司的供电区域。

1997 年末，德国电网中有 380kV 输电线路 18 200km，220kV 输电线路 22 500km。

3.3 意大利电网

意大利国家电力局（ENEL）成立于 1962 年，为发、输、配电统一的结构，1995 年所生产的发电量占全国用电量 229.2TWh 的 78.7%，占总售电量 261TWh 的 87.5%，它是意大利最大的电力公司，下设 8 个地区供电局，负责本地区发输电设备管理、配电和业务指导。

意大利 1995 年全国装机总容量 64.14GW，其中，火电 44.40GW，水电 19.47GW，核电 1.12GW（已关闭）。ENEL 总装机容量约为 55.92GW，其中，火电占 69.4%，水电占 29.6%，1995 年售电量为 228.5TWh，冬季峰荷近 42.0GW。抽水储能机组 6GW。

意大利是能源缺乏国家，除进口发电燃料外，还从法国、瑞士、奥地利进口电力。

意大利为把南部地区的煤电和核电的电力大容量送至北部工业地区，ENEL 曾计划在现有电压 380kV 之上，建设 1050kV 特高压，并拥有两年 20～30km、1000kV 工业性试验线路的成功运行经验。但 20 世纪 80 年代以来，经济发展趋缓，用电量并未达到预期，加之意大利国内新增发电装机容量中天然气发电占了很大比重，这就大大降低了对远距离、大容量南电北送的依赖，因此，已有的电压等级可基本适应发展需要。

4 俄罗斯统一电力系统

4.1 俄罗斯电力系统概述

从地理上讲，俄罗斯大致可分为三个区：欧洲区、西伯利亚区、远东区。俄罗斯电力系统是欧洲最大、世界第四大电力系统。俄罗斯电网包括西北电网、中部电网、北高加索电网、伏尔加河电网、乌拉尔电网、西伯利亚电网和远东电网，由俄罗斯统一电力公司管理。目前除远东电网外，其余六个电网已经形成了互联同步电网。

俄罗斯电源装机容量的 72%集中在欧洲区部分，主要是火电、核电，以及伏尔加河上的梯级水电站。西伯利亚地区水电资源丰富，电源装机有一半是水电，另外还有 7 个 100 万 kW 以上的火电厂。远东地区只有几个小的火电厂，电源装机容量仅占整个俄罗斯装机容量的 7%。截至 2004 年底，俄罗斯总装机容量为 2.167 亿 kW，其中，火电占 68.5%，核电占 10.5%，水电占 21.0%。核电主要集中在欧洲区的中部系统，另外还有东伏尔加和西北地区。火电中凝汽式发电厂占 48.2%，供热电厂占 51.8%；欧洲部分的火电主要是燃气电厂，约占装机容量的 80%，西伯利亚和远东地区的火电主要是燃煤电厂，约占装机容量的 85%。俄罗斯近几年的装机容量及电源结构分别见表 5.5-7 和图 5.5-7。

表 5.5-7 俄罗斯装机容量 GW

项 目	2002 年	2003 年	2004 年
俄罗斯电源装机合计	214.9	216	216.7
其中：火电	147.4	148.1	148.4
水电	44.8	45.2	45.6
核电	22.7	22.7	22.7
统一电力公司电源装机合计	155.3	156.4	156.4
其中：火电	121	121.7	121.4
水电	34.3	34.7	35

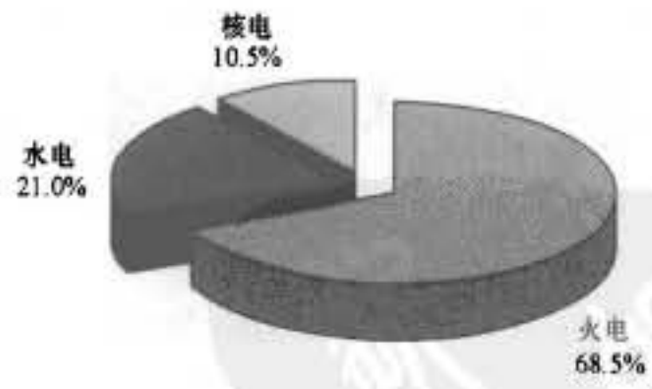


图 5.5-7 俄罗斯 2004 年装机构成

2003 年，俄罗斯发电量为 9161 亿 kWh，其中，火电占 66.3%，核电占 16.5%，水电占 17.2%。

2004 年，俄罗斯输电线路总长度约为 258 万 km。大部分联合电网的骨干网架是采用 220～500kV 电压等级。由于历史原因，西北和中部联合电网采用了 330～750kV 电压等级。在苏联时期，为了加强西伯利亚与乌拉尔两个联合电网之间的网架联系，架设了 1 条 1150kV 的特高压输电线路，途经哈萨克斯坦共和国。随着苏联的解体，此 1150kV 线路分属两个国家，因负荷需求增长减缓，输送容量较小，运行管理及维护困难，目前只是时断时续地降压至 500kV 运行。

俄罗斯电网基本情况见表 5.5-8。

表 5.5-8　俄罗斯 110kV 以上输电线路基本情况

电　压 （kV）	输电线长度 （km）	变电容量 （万 kVA）
1150	2344	—
750	3200	1270
500	37 800	9690
330	11 000	2890
220	100 300	18 330
110（150）	296 200	24 500
合　计	450 844	56 730

俄罗斯各联合电网间的联系比较薄弱，输电距离大，网间输电线路导线截面积过小，因而限制了联络线的互换容量，无法实行全网的经济运行。最典型的事例就是西伯利亚电网中的水电往往在丰水期无法送往乌拉尔联合电网而被迫弃水。根据国际能源机构（IEA）对俄罗斯电网电力交换的一份分析报告，七个电网间的跨网输送能力只有 4.42GW，参与电力交换的电网总装机为 194GW，跨网输送容量占总装机容量的 2.28%。2003 年，俄罗斯大区电网间及跨国电力交换见图 5.5-8。

4.2　同步电网基本情况（含独联体国家）

原东欧同步电网是在苏联同步电网的基础上形成的，包括东欧各国，总装机容量为 4.6 亿 kW，1990 年共有 11 个大区电网。

苏联解体以后，乌克兰、哈萨克斯坦、白俄罗斯、波罗的海三国等国家电网也相继分离出去，各地区电网分别由各个独立的共和国管理。俄罗斯形成一个大同步电网，由俄罗斯统一电力系统股份公司（EES）管理。

2000 年 6 月，俄罗斯大同步网和哈萨克斯坦电网恢复同步联网运行，同年 9 月，中亚地区的吉尔吉斯坦、塔吉克斯坦、土库曼斯坦等国家电网与哈萨克斯坦电网实现同步联网，2001 年 8 月，乌克兰和莫尔多瓦两国同步联网，随后与俄罗斯大同步网同步联网。至此，独联体的 12 个加盟国中除亚美尼亚以外，全部联成同步网运行，装机容量约 3 亿 kW。

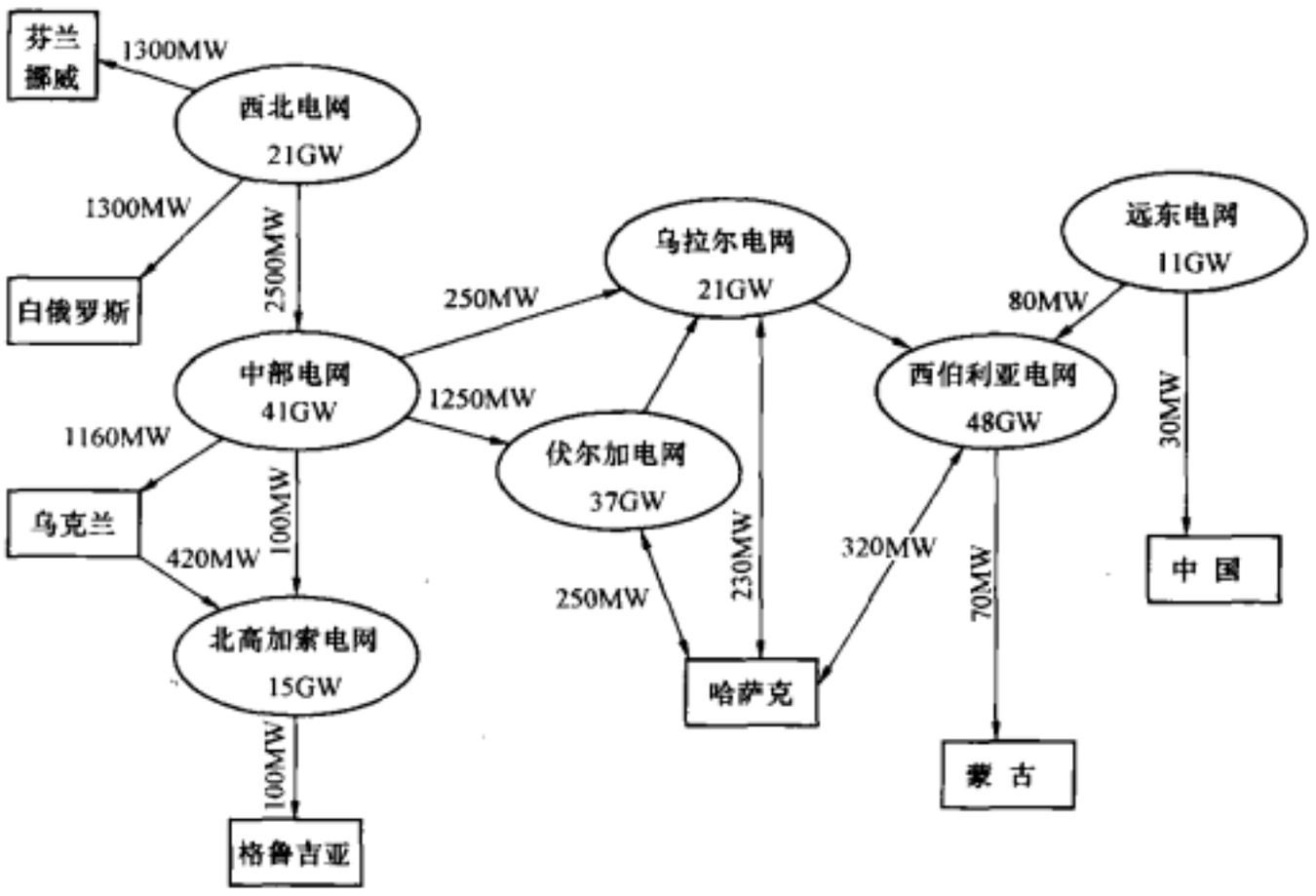


图 5.5-8　2003 年俄罗斯大区电网间电力交换示意图

参 考 文 献

[1] 傅霞飞. 俄罗斯电力工业与统一电力系统的现状与问题. 湖南电力，1997，17(3)：60-62.

[2] 鲁海燕，宋永华. 英国电力工业概述. 现代电力，2005，22(2)：91-94.

[3] 宋永华，别朝红. 国外电网发展的回顾和展望. 现代电力，2005，22(3)1-4.

[4] 刘娆，林伟等. 互联电力系统运行控制性能评价标准的探讨. 电力系统自动化，2005，29(8)：87-91.

[5] 李雪峰，李卫东，肖宏飞. 非负双边交易输电损耗分摊系数的灵敏度方法研究. 电网技术，2005，29(11)：54-59.

[6] 周孝信. 面向 21 世纪电力科学技术讲座：全国电网互联及联网关键技术. 1 版. 北京：中国电力出版社，2001.

[7] 薛禹胜. 面向 21 世纪电力科学技术讲座：电力市场化和电网互联对稳定分析的挑战. 北京：中国电力出版社，2001.

[8] 王锡凡，方万良，杜正春. 现代电力系统分析. 北京：科学出版社，2003.

[9] 中国电力百科全书(第二版)编辑委员会. 中国电力百科全书(第二版)电力系统卷. 北京：中国电力出版社，1995.

[10] M. Γ. 波尔特诺，伊 P. C. 拉比诺维奇. 张金城，郑美特 译. 电力系统稳定性的控制. 北京：电力工业出版社，1982.

[11] 袁季修. 电力系统安全稳定控制. 北京：中国电力出版社，1996.

[12] 韩祯祥. 电力系统稳定. 北京：中国电力出版社，1995.

[13] 郭培源. 电力系统自动控制新技术. 北京：科学出版社，2001.

[14] Prabha Kundur. 电力系统稳定与控制. 翻译组译. 1 版. 北京：中国电力出版社，2002.

[15] Carson W. Taylor. 电力系统电压稳定. 王伟胜译. 北京：中国电力出版社，2002.

[16] 孙华东，汤涌，马世英. 电力系统稳定的定义与分类述评. 电网技术，2006，30 (17)：31-36.

[17] 周双喜，朱凌志，郭锡玖，王小海. 电力系统电压稳定及其控制. 北京：中国电力出版社，2004.

[18] 郭剑波，姚国灿，徐征雄，印永华. 我国未来大区电网互联可能出现或应该注意的若干技术问题——全国联网和更高一级交流电压等级技术问题研究之一. 电网技术，1998，22(6)：63-67.

[19] 曾德文. 实现全国电网互联的基本原则和措施建议. 中国电力，2000，33(7)：38-41.

[20] 郑宝森，郭日彩. 中国互联电网的发展. 电气英文版，2003，14(1)：30-33 ：30-33.

[21] 李毅. 美国对新世纪电网的设想. 上海电力，2005，18(2)：22-25.

[22] 徐永禧. 美国对新世纪电网的设想. 国际电力，2005，9(1)：39-42.

[23] 王秀芬. 欧洲电网的联接. 宁夏电力，1997，A00：7-9.

第6篇 电力市场

主编单位：中国电力科学研究院

主　　编：白晓民　傅书逷

执　　笔：白晓民　中国电力科学研究院

傅书逷　中国电力科学研究院

王海宁　中国电力科学研究院

钟　金　香港大学

易　俗　南方电监局

主　　审：周孝信　中国电力科学研究院

第1章 绪 论

电力工业重构和市场化改革形成了将电力作为商品交易的电力市场，电力交易的市场化形式是伴随电力系统的发展而发展的。20世纪80年代前的电力系统，占主导地位的是纵向垄断性的管理模式，电力公司拥有发输电和输配电设备和系统，实行发电、输电和用电一体化管理的发电计划和负荷分配，通过互联系统向用户和其他系统供电。在这种体制下，既可以在考虑系统发展时通过互联电网内共享紧急事故备用容量，减少发电容量投资，也可以在系统运行时实现安全和经济的电能交易，从而促进了互联电网的形成和扩大，在管理和调度方式上发展出不同特点的交易和调度机构。随着系统互联的增多和规模的扩大，存在着大量的双边或多边市场交易和资金流动，具备了电力市场进一步发展的基础条件。

1 电力系统发展和电力市场

1988年，首先从智利开始，其后是英国、巴西、美国等纷纷对电力工业进行了重构或管理体制改革，电力工业重构将原来一体化管理的发电、输电、配电和售电的功能分离，形成了新形式的电力联营。到20世纪90年代末期，世界上大多电力系统开展了电力市场的研究和实践，电力市场已成为人们普遍接受的一种电力运营模式。典型的有执行新电力交易协定（New Electricity Trading Arrangement，NETA)的英国电力市场，澳大利亚的国家电力市场，美国先后在加州、PJM和德克萨斯电力市场推行的区域电力市场，北欧的跨国电力联营（Nord Pool）等。改革涉及技术和管理的多方面内容，包括组织结构和资产结构、电价的改革、竞争机制和调度计划方法等。

我国的电力市场改革由20世纪90年代初期的研究工作开始，在1998年前后，国家先后选择了6个省级电网试行发电侧竞价上网和电力市场，开发出的包括电厂报价和竞价交易平台的运营系统已在2000年前后相继试运行。

2002年，国务院颁布的《电力体制改革方案》5号文件的总体目标是："打破垄断、引入竞争、提高效率、降低成本、健全电价机制，优化资源配置，促进电力发展，推进全国联网，构建政府监管下的政企分开、公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系"，对国家电力行业改革和电力市场的目标和任务作了具体规定。随后开展的厂网分开和机构改革，为推进电力市场相关的管理和技术工作创造了条件。国家电力监管委员会发布了一系列的规则和规定，如《国家电力监管条例》（国务院第432号令）、《电力市场监管办法》、《电力市场运营基本规则》、《电力业务许可证管理规定》、《供电服务监管办法（试行）》、《输配电成本核算办法（试行）》、《跨区调度规则》、《电力用户直购》、《电力市场运营系统功能规范》、《区域电力市场建设》等多个文件，为省级和区域级电力市场工作的开展在理论和实践积累了经验。

在"十五"期间，我国电力体制改革取得重要进展，政企分开、厂网分开基本实现，发电领域竞争态势已经形成，新型电力监管体制初步建立，电力工业快速发展，有力地支持了国民经济和社会的发展。

国家在2006年11月审议并通过《关于"十一五"深化电力体制改革的实施意见》。"十一五"期间深化电力体制改革的基本原则是：坚持以改革促发展，坚持市场化改革方向，坚持整体规划、分步实施、重点突破。确定的主要任务是：

（1）抓紧处理厂网分开遗留问题，逐步推进电网企业主辅分离改革。

（2）加快电力市场建设，着力构建符合国情的统一开放的电力市场体系，形成与市场经济相适应的电价机制，实行有利于节能环保的电价政策。

（3）进一步转变政府职能，坚持政企分开，健全电力市场监管体制。

深化电力体制改革的实施意见，坚持电力体制改革的总体方向，提出"十一五"时期要抓住电力供需矛盾缓解的有利时机，巩固已有改革成果，把电力体制改革继续推向深入，重点解决电源结构不合理、电网建设相对滞后、市场在电力资源配置中的基础性作用发挥不够等突出问题。要通过体制机制创新和法制建设，转变电力工业增长方式，促使电力企业提高效率、降低成本、改善服务，促进电力行业稳定、健康、协调发展和安全运行，为经济社会又好又快地发展提供可靠保障。

1.1 电力系统和电力市场的发展动力

提高效益、降低成本、保持系统安全运行是传统电力系统发展的主要动力。由此形成了传统系统远离负荷中心集中控制的大规模交流发电系统模式，相应的有配套的垂直垄断管理方式下的投资、建设和运行的财务系统。20世纪90年代开始的世界范围的电力市场改革，从技术革新和制度革新两个方面对垄断的电力系统提出了挑战，电力系统发展的动力已不仅仅是技术的进步，经济的因素开始与技术因素一起发挥重要作用。

各国电力系统处于不同的发展阶段。发达国家的电力系统基本上已发展成熟，但可能存在系统运行年限长、设备老化、具有安全隐患等问题；城市配电网需要更新和改造，需要大量的资金。一些转型国家的系统有大量的冗余和可用容量，但由于系统运行缺乏资金，没有足够的燃料，设备经常在远低于额定指标的不可靠条件下运行，容易发生故障或停机，从而可能造成大面积停电。发展中国家的系统设备通常是近年制造的，发电站和电网较新，但是会存在维护不当、金融困难和长期现金短缺等问题，可能造成某些设备运行条件恶化；由于电力负荷快速增长，系统备用容量有限，系统过负荷或设备超限运行等问题存在，可能会造成设备损坏，导致成本进一步增加，并且造成更多的系统故障。

电力市场发展的动力根据各国处于不同发展阶段的特点有所不同。从经济发展的角度看，各国电力系统都必须面对竞争的挑战，社会和工业领域的政治经济改革，推动了电力市场的进展，影响了电力系统的整个物理上的和体制上的结构。它改变了计划、财务、技术和燃料的选择；系统的管制以及系统的运行和管理，也由于交易活动本身的特性需要采

取新的技术和经济分析方法。从社会发展需要出发，一些国家进行电力行业管理体制改革，希望通过电力市场引入公平竞争，提高效率，促进节约成本，解决利润分配和供需矛盾；一些国家考虑推进私有化或市场化进程，实现搁浅成本的回收，希望解决电力垄断经营的效率和成本等方面存在的问题；在电力系统内部，由于系统发展不协调导致的发电过度冗余或短缺引发的供需矛盾，需要通过开展公平的竞争与调度来缓解，对于已经基本发展成熟和相对稳定的电力系统，人们期望开放健全的电力市场为电力交易提供良好的公平竞争环境。

1.2 电力系统管理方式的改变

传统的电力系统是由发电、高压输电、低压配电和供用电（测量、收费及其他直接与用户有关的业务）组成的。电力系统的发输电调度和交易是通过集中垄断性管理的电力联营（Power Pool）实现的。电力市场是在电力系统经营和管理方式进行重要改变的环境下开展的，其中的一个主要变化是将系统的各个部分及其功能进行分离或解绑。从财务观点来看，这意味着每一部分都有各自的分开的账目，可以独立地进行财务评估。在发电环节上实行“厂网分开、竞价上网”和在配电环节上实行“输配分开、选择供电”，是建立电力市场竞争体制的两个重要方面。

在这样的独立核算系统中，各部分在市场中的地位和财务状况不同。发电环节由多家发电厂组成，容易互相竞争。输电网及与之相连的地方配网，以及供用电服务的情况与发电环节不同，难以出现同一地区有多个电网向相同用户供电的情况，因此，处于所谓的“自然垄断”地位。电力市场化开放主要涉及业务的划分和财务的剥离，也涉及增加新的业务部门（如无电网资产的电力交易商或批发商，提供相应交易服务的经纪人等）。管理机构改变需要增加新的投资，从系统的角度看增加了部分成本。这种变化对所有涉及的部门及其决策都有影响。引出新的财务不确定性和财务风险，改变了电力行业工作的重点和问题的优先级，并提供了新的可选方案。

表 6.1-1 对垄断性管理和新的市场机制下电力联营的区别作了对比描述。

表 6.1-1　　新旧电力联营的区别

旧形式电力联营	新式电力联营
通常是纵向管理模式的大电力企业组成的封闭组织	通常是一个开放组织，其成员既包括集中管理的电力企业，也包括非集中式的电力企业（发电商、输电商、市场交易商、供电商和配电商）
发电按成本调度或经济调度，即依据核实过或未经核实估计的可变运行成本进行集中的发电调度	发电竞价和按投标价格调度，依据电厂或机组的投标价格进行调度，发电竞价是一种分散决策过程
多数情况下，电力联营的主要目的是提供紧急事故支援，或以较低的费用共享运行备用和安装备用，以提高供电可靠性水平。电力交易是次要的考虑	电力交易成为电力联营的主要目的，最初的动机是建立竞争性的发电市场
电力联营成员需要通过自己的发电机或者长期购电协议满足自己的电力需求	市场成员中的零售商或授权的负荷不一定非得通过自有发电机或者长期购电协议来保证其负荷需求，增加了用户对供电商的选择权
电力公司由于可以保证从零售用户那里收回固定成本和可变成本，导致交易的动力不足	因为无人担保发电商的费用回收，并且所有企业都必须从电力联营购买或出售电力，交易动力增强
对不同的生产者来说，交易的延续时间和稳定程度都不同，成员之间的容量使用权交易可能在电力联营的协议之外发生	交易一般针对一到数个生产商，并且有很强的确定性。非电力联营的交易一般地是以受到金融保护的方式进行，这些方式可以确保买卖方不受价格波动的影响
输电服务只是针对确定的电力交易，没有普遍化的“电网开放”	电力联营的运行通常伴随普遍化的“电网开放”（至少在趸售级）

可以看出，在电力联营的功能上，传统的电力联营中电力交易主要是区域电网间的互供交易和互为备用，主要目的是考虑安全备用，提供紧急事故支援，或以较低的费用共享运行备用和容量备用，电力交易是处于次要考虑的地位。而在新式电力联营中，保证电网运行安全和提高供电可靠性水平的目标不变，但由于采用与以往不同的具有明显的市场特征电力的计划和调度管理办法，电力交易的地位和作用有所提升，新旧两种电力联营在组织结构、经营方式和调度方法上不同。对交换经济发电能量、运行备用、检修计划、紧急程序、机组组合等几个重要方面，均会有不同的运行管理方法。

1.3 开放电力市场后电力行业不同环节面临的问题

电力市场化竞争具备与普通商品市场不同的特点。电力产品具有发供电的同时性和系统运行的安全性要求。通过电力网络进行交易，虽然发电商可以按合同向不同地点的用户供电，但电力的输送依然依据电流物理规律，不能保证电力产品物理上的发电与用户用电的实际对应，而单一交易的改变也会影响其他所有发电机和用户，影响到整个网络内的其他交易。在自由竞争的关系中，将物理上紧密联系的各方进行经济利益的再分配，对接到电网上的发电机和用户来说，必须建立新的基本规则。在 20 世纪 90 年代开放的电力系统中，实施新的管理和经济财务体制后，除最终用户外的其他所有参与者也必须承担一定的风险。

1.3.1 发电企业

发电环节通常不会形成垄断。在传统电力系统中，不同发电站之间也存在发电竞争。常规的调度计划按边际成本定价，运行费用最低的电站优先发电。市场环境下，不同类型机组会面对运行竞争的压力，现行的竞价方法可能造成某些燃料电厂的优势和其他燃料电厂的劣势，使得某些类型的发电厂缺乏竞争力；通常具备发电调节能力和价格优势的发电商能够在市场竞争中争取到更多的发电机会。大型发电机、核电站等受技术限制，不能在短时间内启动或停机，会影响到参与周期性变动负荷的竞争能力。

从全系统运行和电厂发展建设的角度看，也会出现一些新的问题，包括：某些大容量高效率机组可能在报价上竞争不过小型低效机组，从而会造成整体系统能源效率的降低；仅考虑发电竞争不能保证充分的发电容量和备用裕度，为保证系统中发电投资建设的长期需要，需要解决容量和备用的付费问题；需要解决市场操纵能力（Market Force，简称市场力）导致的市场效率的降低和价格的增高等问题。

1.3.2 输电系统

一般认为电网业务不会面临来自其他输电线路的竞争，为避免电网企业的垄断经营，管制者必须为电网的接入、使用和收费制定一些基本准则。电网向用户开放，线路变成公共设施，卖主通过它向买主供电，这样一来，输电业务的财务状况主要取决于管制者的行为。

开放电力市场以后，由于电力供应的竞争机制和管理的分散，以及新管理机制下新增投资回收的不确定性等因素，可能造成输电容量增长缓慢，备用容量下降，而由于发电容量的增加对输电系统需求持续增长，电网阻塞和可用输电容量制约等技术问题出现，加上输电网络中电力潮流转移的大量增加和变化，增加了处于电力系统核心地位的调度安全经济运行的难度。因此需要保证合理的电网建设投入，解决电网在线运行安全控制和扩展规划问题。

1.3.3 供用电服务

在放开供电选择权的情况下，供应商会处于需要竞争供电服务的地位。根据不同市场设计，提供供电服务有批发和零售的不同形式。供应商可以拥有或不拥有电网资产，用户（可以是当地电力公司、大用户，也可以是最终用户）可以选择和变换供应商，供电商因此承担了很大一部分电力商业风险。

2 国际电力市场介绍

世界范围的电力工业的市场化改革经历了20多年的探索，形成了一些得到认可的具有各自特点的电力市场，也积累了一些成功的经验和教训。在已有数十个国家和地区的电力市场中，英国、美国、澳大利亚和北欧等国的电力市场工作开展得较为系统，值得参考借鉴。

2.1 英国

英国的电力市场改革分为两个阶段，第一阶段约8年，起步于1990年对电力工业结构的重组。通过发电与输电分离形成三个发电公司和一个输电公司，输电公司由一个高压输电公司和下属的12个地区配电公司组成，负责全国输电网络运行，同时还负责电力市场的运行。电力的买卖是通过电力联营进行的，各发电公司必须经电力联营出售其电力，各供电公司必须由电力联营购买电力，并销售给终端用户。输电公司作为联营运作者，预测每天的负荷需求，每天分48时段来考虑。供应者每半小时提交一次报价，输电公司用最后接受的供应者价格来决定市场价格。实时运行时，考虑输电阻塞并修正发电机输出。

第二阶段约从1998年开始，系统调查和总结了第一阶段电力市场改革存在的问题，包括主要发电商影响电力联营交易电价的市场操纵能力、保证交易市场的公平性、解决市场交易不透明等问题。在系统调研和分析的基础上，用3年的时间提出了改进的新电力贸易协定方案，并于2001年开始实施。新电力贸易协定方案的主要变化为：增加双边和多边合同，改进报价和交易计算方法，建立以双边交易为主的交易机制，通过长期合同市场、短期市场和平衡市场，为市场各方进行电能买卖、实时发电和负荷的调整、生产和消费的不平衡结算提供了系统的环境和交易机制。

英国电力市场的主要特点是：

（1）市场形式是长期双边合同市场、日前短期市场，不平衡功率计算办法的结合。

（2）有金融型和物理型的双边交易，不允许场外交易，未考虑输电权交易。

（3）报价格式方面，由以前的考虑电厂限制、启动空载成本、可用性改变，转变成以半小时为时段的简单价格和电量报价，需求侧报价为负发电。

（4）能量费按照事前定价，对调度平衡附加收费。

（5）考虑容量价格和容量费。

（6）阻塞管理和损耗相关成本在系统内平均分摊。

（7）供电侧逐步引入竞争体制，由初期限定1MW容量的用户（后改为100kW）可以选择供电商，最终将过渡到一般用户均可以自由选择供电商。

2.2 美国

美国在正式宣布推出电力市场之前就已经通过了一系列法令和法案，为市场竞争奠定了基础。如1978年的公用事业监管政策法案（PURPA），1992年的能源政策法案（EPAct），联邦能源管制委员会（FERC）在1996年颁布了888和889号命令，消除对批发交易竞争的障碍，要求输电网的开放和第三方的平等使用。美国的电力市场是按州或区域电网分别进行的，并未形成统一的模式，其中加州、PJM、德克萨斯州、新英格兰、纽约州等的电力市场均有各自的特点，但其共同特点是，为了保证市场交易和系统调度的公平性，将输电网经营企业的调度功能分离出来，设置独立的系统调度机构（Independent System Operator，ISO）负责发电计划和运行调度。

美国联邦能源监管委员会（FERC）1999年12月20日发布了2000号命令，要求所有拥有输电线路的公司把线路置于区域输电组织RTO（Regional Transmission Organization）的控制之下。RTO具有输电系统的运行、扩充、保持短期可靠性、管理电价和处理服务请求的全部权力。RTO还负责处理（相邻电网的）并行潮流和阻塞管理等问题。FERC鼓励较小的输电实体自愿联合成为较大的RTO，以保障电网使用的公正性，避免输电服务歧视。通过改善定价、阻塞管理、更准确地估计可用输电容量、改善并行通路潮流管理、更有效地规划及加强管制机构之间的协调等措施提高输电网管理效率，提高电网可靠性和改善电力市场性能。

RTO是独立于输电网经营企业的调度交易机构，是联合几个较小的电力市场形成的较大规模的调度交易机构。FERC授权RTO进行日常和小时的输电计划，缓解约束限制，获取和调度辅助服务，可用输电容量计算，进行输电系统调度以维护短期可靠性。RTO的功能包括电价管理与设计、阻塞管理、并行潮流、辅助服务、确定总的输电容量（Total Transmission Capability，TTC）和可用输电容量（Available Transmission Capability，ATC）、市场监控、规划和扩展、区域间协调等。由于一个地区的交易计划和发电调度会影响到其他地区的潮流分布，单独依靠每个ISO进行调度计划和相互协调，难以解决并行潮流改变和输电阻塞等问题，而形成RTO有助于处理关联地区协调调度和计划，比ISO之间各自协调更具优势。RTO的主要特点是：可以更经济地利用全区域的电力资源；可以共享备用容量；便于组织区域内的双边合同；可以提高系统可靠性，增强应付危机的能力。

FERC于2002年7月提出制订标准市场设计（Standard Market Design，SMD），试图建立标准化的输电服务和批发市场，对输电容量市场中的电网准入服务、输电权和输电市场运行、电能市场中的日前市场、实时市场和辅助服务、市场的监控等问题提出了标准化的设计原则。当时的主要目的是，兼顾到区域的不同特点，通过灵活的输电服务、开放透

明的实时市场，对输电和发电设施的投资给出正确的价格信号。监管上解决市场监视和缓解市场操控力的控制，要求所有未加入 RTO 的输电业主和调度通过独立的调度机构调度其输电设施，并对捆绑的零售交易有输电部分的管理权利。

该计划在一定程度上对于美国电力市场的发展起到了指导作用，但是由于标准市场设计是针对跨州的电力市场，未能妥善解决市场权限与州内的管理权利和利益协调等问题，该提案遭到较强烈的非议，主要问题包括：

（1）所要求的输电管理权利涉及为本地负荷提供捆绑零售服务，与州的管理权利冲突。

（2）所提出的规则在多处细节方面与州的权利冲突。

（3）对输电服务的改变未能充分保护原有用户的利益。

（4）所提议的规则在内容和实施方面还难以适应不同区域的不同需要。

（5）对新的输电投资的成本回收规则不清楚等。

为此，FERC 在 2003 年 4 月提出了修改方案，试图建立批发电力市场，主要修改包括：放弃对捆绑零售服务所使用输电费率部分的权力，不改变州对资源调配和区域规划的权力，以及其他保证州对固定输电权和在用户间的分配权力，提出保证用户利益，要求明确 RTO 输电成本回收，不再要求所有市场成员必须加入 RTO，可以选择加入 RTO 或 ISO 市场等方案，但该修改方案仍未能通过，考虑到希望总结十余年的电力市场经验和计划修正关于开放的输电系统电价的 888 号令，最终在 2005 年 7 月决定中止实施标准电力市场的提案。

加州在 1996 年 9 月开展发电侧竞争。建立了电力市场运营系统，设计了详细的运行规则，为保证调度的公平性，系统由电力交易机构和独立的调度机构组成，所有大的发电商通过电力交易机构（Power Exchange）完成交易计划，独立的系统调度机构（Independent System Operator）负责交易的实现和调度，实施电力批发市场和用户选择计划。但在 2000 年夏季，由于电力容量的短缺和市场力操纵电价等问题，加州出现电力供应短缺和电价飙升等严重问题，最终导致电力公司宣布破产。

美国加州电力市场的主要特点是：

（1）市场形式包括日前、小时前和实时市场。

（2）无双边交易。

（3）允许场外交易。

（4）有物理型输电权交易。

（5）报价格式是简单的价格和电量报价，要求日前报价形成曲线，实现报价承诺。

（6）能量费按照事前定价，并建立平衡市场。

（7）无容量费。

（8）阻塞管理考虑边际损耗按地区定价。

美国加州在 2005 年提出电力市场重新设计计划，以利于双边交易和日前现货市场和实时市场的运行。主要包括整体化的期货市场、实时节点电价和全节点模型；报价和调度的基础设施建设；阻塞收入权管理；结算和市场清算等方面。市场产品包括能量和辅助服务，采用阻塞收入权进行标准的金融风险控制，现货市场中考虑阻塞的节点电价进行集中调度，应用全网络模型的安全约束机组组合对不同产品作协调优化并得到市场清算价格。

PJM 是 FERC 推荐的较为成功的 RTO，在市场设计方面考虑比较全面，SMD 主要是基于 PJM 的经验而制定的。PJM 是北美最大的电网，2000 年 10 月最大负荷为 51 700MW，核心部分由 12 家电力公司组成，自 1998 年起建成 ISO，2001 年被 FERC 批准建立 RTO，管辖区域扩大到包括西部和南部相邻各州。PJM 的 RTO 是全区域唯一的批发电力市场。

PJM 电力市场的主要特点是：

（1）市场形式是日前能量市场和每 5 分钟一次的实时能量平衡市场，以年为周期的长期和以月为周期的金融型输电权拍卖交易市场，以及容量信用市场（Capacity Credit Market）和辅助服务市场。

（2）全区 55%的电量仍由 12 家电力公司自行调度，30%为双边合同，其余部分为现货竞价电量。

（3）双边交易中长期双边合同分为固定电价和可变电价，用户可自由选择。

（4）允许场外交易。

（5）报价包括发电报价曲线和需求报价，以及增量和减量报价。

（6）日计划采用的分区（节点）电价（Locational Marginal Price，LMP）由发电边际成本、输电阻塞边际成本和边际网络损失成本组成，应用 LMP 管理输电阻塞，加上金融输电权（Financial Transmission Right，FTR）来控制输电阻塞的风险，采用金融输电权法回收阻塞成本。

2.3 北欧

北欧电力市场是由挪威、瑞典、丹麦和芬兰电力系统组成的跨国电力市场（Nord Pool）。北欧电力市场内各国能源结构差异很大，互补性强，交换功率随水库水量变化改变流向，容易在国际联络线上发生阻塞。其中，挪威基本为纯水电系统，瑞典水电和火/核电约各占一半，丹麦基本为纯火电系统，芬兰则主要以火电和核电为主，水电所占比例约为 20%。北欧电力市场为跨国电力市场的联合运行提供了运营经验。Nordel Pool 的主要任务是协调各输电系统调度机构（Transmission System Operator，TSO）的工作，负责系统的安全运行，和制定输电费和辅助服务的收费原则。

北欧各国从 20 世纪 90 年代初期先后开始电力市场研究。挪威的电力工业重构将国家电力公司分解为电网公司和发电公司，电网公司负责电网的调度与运行和跨国联络线交易，建立了远期拍卖交易市场。瑞典市场化改革也是从输电与发电分开开始，电网公司负责管理主要输电网，输电网逐步对新加入者开放，并引入发电竞争。芬兰建立了两个市场运营机构 NordPool 和 El-Ex，分别负责电力现货市场和期货市场。丹麦采取了逐步放开市场的方式，目前，仅有那些大的市场成员（年用电量或者发电量超过 1GWh）和部分需求（35%左右）进入市场化竞争。

北欧电力市场是跨国电力市场，对买者和卖者完全开放，发电厂、供电商、贸易商和用户可以通过市场进行竞价交易，也可以不通过市场、相互之间直接进行交易。北欧电力市场充分利用金融衍生工具规避风险。

北欧电力市场的主要特点是：

（1）市场形式包括长达 3～4 年的远期合约市场，短期的日前市场和实时的调节市场。

（2）金融型双边交易包括日、周和批量基荷的期货合同，以及包括夏季、两段冬季（冬季 1 和冬季 2）和年基荷的期货合同，允许场外交易，未考虑输电权交易。

（3）报价格式是简单价格和电量报价，要求实现报价承诺，需求侧报价为日前报价，形成曲线。

（4）能量费为事前定价，相应建立了平衡市场。

（5）不考虑容量费。

（6）阻塞管理在不同国家采用不同的办法，挪威地区考虑阻塞定价，瑞典系统不考虑阻塞问题。

2.4 澳大利亚

澳大利亚电力市场的目标是发展覆盖全国电网的统一市场。澳大利亚于1996年成立了国家电力法规管理司（NECA）和国家电力市场管理公司（NEMMCO），1997年，在维多利亚州和新南威尔士州开始电力市场竞争，1998年，澳大利亚国家电力市场开始投入运行，市场初期涉及维多利亚州、新南威尔士州和南澳大利亚州，在大范围内的电力购买和供应方面引入竞争。1998年，NECA和NEMMCO统一成为国家电力市场管理公司。国家电力市场负责全国的批发交易，各州负责本州的零售交易和调度运行。

澳大利亚电力市场的主要特点是：

（1）国家电力市场管理公司统一调度和管理批发交易，国家交易中心负责现货市场和平衡系统的发电功率与负荷。

（2）有金融型双边交易，买卖双方可以签订双向或单向套头合同。

（3）发电公司与大用户签订双边合同。

（4）考虑金融型输电权。

（5）不允许场外交易。

（6）报价格式是简单价格和电量报价，允许可用性改变、需求侧报价为负发电。

（7）能量费由事前定价转向实时电价，考虑备用容量合同的容量费并对调度平衡收费。

（8）考虑边际损耗的地区定价的阻塞管理。

2.5 各国电力市场重构进程

电力行业纵向一体化的组织形式发生了很大变化，电力工业重构对纵向的管理体制作了较大改变，包括实行发输电组织和功能分离（解绑），解除垄断，各国开展工作的时间进程有所不同。

在2006年国际大电网电力市场与监管专业委员会（CIGRE C5）对世界范围的调查问卷中，有21个国家对电力市场重构和市场化进程作了回答，问卷调查和统计分析主要涉及机构分离和解除垄断问题，各国电力系统各环节的机构改革和进展情况见表6.1-2。其中解绑（Unbundling）是指对原统一管理的系统中的发输配电等不同经营部门和环节的分离，解除垄断（Demonopolization）是指向市场化开放。

表6.1-2 电力工业重构和市场化

部门	解绑/解除垄断比例	分离形式	实施时间
发电	大多数解绑（17/21）；绝大多数发电解除垄断（19/21）	具有法律形式（10/17），4个是所有权形式，2个是结算形式	解绑大多分布在1992～2004年间，解除垄断分布在1951～2004年间，大多为近10年
输电	几乎所有国家解绑（19/21）；仅少数国家解除垄断（5/21）	主要为法律形式（9/19），也有7个所有权形式，2个结算形式	解绑大多分布在1993～2005年间，解除垄断分布在1951～1998年间
配电	大多数解绑（15/21）；约一半配电解除垄断（11/21）	多为法律形式（6/15），3种为所有权形式，5种是结算形式	解绑分布在1992～2005年间。解除垄断多在1951～2003年间，但大多数为近10年
批发供电	约一半解绑（13/21）；多数解除垄断（14/21）	常见的形式是结算形式（5/13），4种法律形式，3种所有权形式，1种管理形式	解绑分布在1992～2005年间，解除垄断除日本在1951年外，其他为1991～2005年，多为近15年
零售供电	约一半解绑（11/21）；约一半解除垄断（13/21）	最常见的形式是法律和结算形式（5/11），其余为所有权形式	解绑大多分布在2000～2005年间，解除垄断时间为1951～2005年间，大多为近10年

表中的数字表示统计的比例数。21个国家的发电、输电和配电等环节的管理体制具有多种形式。除了零售供电解绑数略低于一半外，电力工业的其他环节活动在大多数国家已经解绑，且主要发生在近15年。发电和输电的解绑往往是法律解绑，而配电、批发供电和零售大多采用法律或者结算形式。在解除垄断方面，除了输电外，电力工业的其他环节活动在大多数国家已经解除垄断（配电仅略多于半数），且主要发生在近10～15年。

调度机构直接关系到交易各方利益，大多数国家均设立了独立的系统调度机构，其中欧洲的调度机构全部是独立的。

各国的电力工业重构进程和电力市场化改革大致都经历了一个逐步完善、不断发展的过程，一般来讲，初期的改革重点一般都放在了发电侧，推行输电与发电分开，输电网的开放接入和发电的竞价上网，之后再逐步向供电侧深入，放开用户的供电选择权，这种发展规律也是由电力工业自身在技术上和组织管理上的特点所决定的。

3 电力市场的主要领域和技术、经济问题描述

为推动国际范围的电力市场工作深入开展，促进电力市场改革的顺利进行，国际大电网在2002年成立了C—5电力市场和监管专业委员会，对电力市场工作开展了多方面的研究和分析，以下将结合国际上的经验和成果对电力市场的基本概念和通行的方法作简要的介绍。

电力市场相关的领域包括技术、经济和管理的不同方面，可分成市场结构设计和产品、为市场提供的分析工具和市场监管三个重点领域，分别解决市场设计和建设、电力市场运行分析方法和保证市场正常高效运营的市场监管措施等方面的问题。

3.1 电力市场结构和电力交易产品

电力市场结构和产品涉及的重点包括市场组成、物理市场、金融市场、合同市场、市场的相互关联、交易模式等。

3.1.1 系统基本情况描述

首先需要对参与市场的系统或成员进行描述，市场成员包括发输电到供用电的各个环节的参与者。与发电有关的问题包括电源容量组合、发电类型、地点配置、产权结构、边际成本、备用需求、历史和未来的电站扩展、大气排放、负荷和调度曲线；与输配电有关的问题包括输配电网络描述、产权结构、输配电成本；与零售有关的问题包括产权结构、用户分类、零售电价结构、市场成本分担；与联网交易有关的问题包括联结点选择、金融财务分析；与燃料供应有关的问题包括燃料使用、成本、储存及生产、燃料需求预计等。

对市场成员的功能和职责范围，如独立发电公司、自备电厂、零售商、配电/零售公司、经纪人和交易商、最终用户等还要有专门的定义和约束。

3.1.2 运营模式和管理形式

运营模式选择问题主要解决市场的基本模式。根据市场的分阶段发展需要，决定在哪些环节改变垄断运营模式，以及引入竞争的层次和竞争程度。可以从单独的发电侧的竞争，到输电网络的开放式接入和使用，到包括购电侧的批发、零售全面竞争。

在市场管理方面，有不同形式的市场组织机构，对应于市场运营商是否拥有输电资产，调度机构是否归属于输电网拥有者，是否是营利机构等不同的管理方式；在市场管理方式上有独立系统调度机构（ISO）与市场运营机构（Market Operator，MO）分离运行，也有 ISO 与 MO 合为一体，市场运营商兼有交易和调度的双重功能；在系统发电和输电规划方面，有通过集中式规划和指导性的分散式规划之分；在市场运行方面，有在电力联营中自愿交易或是强制的单一购买方式的电力交易；在市场组织形式上，还分成有无双边、金融和物理合同，有无平衡市场，所需求的电力是通过自由的双方合同还是在实时市场购买等不同形式。

3.1.3 市场形式和交易产品

电力作为一种特殊的产品，其可靠性和电能质量需要系统范围的控制来实现，由于电力具有供需同时完成、能量无法大规模存储、电力价格受供需平衡影响大等特点，需要将电力产品进行系统的分类，建立跨越不同时间阶段但又互相关联的市场，通过一系列关联的市场形式完成电力产品从交易计划到实际交付使用的物理过程。电量交易分成长期、中期、短期交易和实时交易，需要有长期合同、期货市场和远期市场等不同形式，保证长期电力交易的数量、质量和价格的稳定性。需要有短期竞价和短期双边市场来“细调”期货合同，需要有控制发电和负荷的平衡市场，调整计划偏差，使系统发电和用电平衡并解决实时输电约束问题。

典型的交易分为以月为单位的年长期交易，以及月或季为单位的中期合同，以小时或半小时为单位的短期日前交易计划。日前交易计划通常与调度运行紧密联系，通过竞争确定下一日的机组发电计划。实时调度进一步根据负荷的实时变化进行负荷和发电的跟踪和平衡控制，通常以 5～15min 为控制时段。对应的需要建立不同时间长度的交易市场。

电力交易产品主要是有功发电电量（以小时为单位时就是小时的平均有功功率）。为了保证系统的安全运行，需要各种辅助服务功能。可以归入辅助服务的控制措施包括发电调节控制、负荷跟踪、能量差量调整、旋转备用、系统控制、有功输电损失、动态调度、发电的无功功率和电压控制、发电的网络稳定服务、备用电源、黑启动能力、输电和负荷的无功和电压控制等。对于容量备用、频率、电压支持等在确定市场产品时可以设计成按照规定义务提供，或是作为辅助服务产品通过交易实现。

为保证电力系统在正常和故障情况下的可靠运行，需要有一定的系统备用容量，发电容量的可用性和保留的备用容量直接影响到机组和电厂的经济效益，因此可以设计成产品。如果不建立容量，市场系统所需要的备用容量通常通过计划方式在系统内的机组间进行分担，且需要对提供备用容量的机组进行补偿；若通过价格竞争手段确定备用容量，通常需要建立容量市场。与系统备用类似，输电容量限制会影响到交易的实施和交易各方的经济收益，如果不建立相应的市场，通常需要按一定规则进行系统调整以满足输电容量限制；若通过竞价或拍卖等方式确定输电容量的优先使用权，通常需要建立输电权市场进行输电权交易。

容量市场主要考虑调节备用、负荷跟踪备用、非旋转备用、替换备用等，为了满足系统安全运行和事故备用需要，需要安排多种类型机组投入和运行。除了竞价成功的运行机组外，其他机组也可具体化分为边际成本外运行机组（Out of Merit，OOM），黑启动机组（Black Start），可靠性必须运行机组（Reliability Must Run，RMR）等，以提供平衡能量（Balancing Energy），可靠性运行能量（RMR Energy），边际成本外运行能量（OOM Energy）和黑启动能量（Black Start Energy）。

输电权交易是解决实时运行时可能出现的输电网络阻塞问题的一种办法。为规避输电网络阻塞引起的价格风险和分配对输电容量的优先使用权，通过竞价或拍卖的方式在使用输电容量的各方间进行预分配，并在实时分配时合理分配输电容量使用权。在考虑输电权交易的市场中，调度计划和发电调整计划既要满足输电阻塞约束，又要优先满足获得输电容量使用权的市场成员的需要。

3.2 电力市场分析方法

电力市场分析是保证交易的顺利进行和系统安全可靠运行的主要措施。电力市场分析工具包括规划、竞价、交易计划和调度、系统运行控制和调节、负荷和价格的预计、效益估计、金融风险管理等方面的技术方法和措施。

3.2.1 电力系统规划设计

电力系统的规划设计直接影响到电力市场的正常运营和系统的安全可靠运行。在竞争性的电力市场中，市场环境下的管理体制不能强迫分散决策的发电商增加新的发电容量，市场参与各方在没有电网或发电能力扩容责任的情况下，容易发生发输电容量和系统负荷需求的不平衡问题。仅从短期运行角度看待系统发展，从市场价格出发进行系统发展规划是不够的。电力市场中的系统规划分为输电投资和发电投资规划，既需要通过市场刺激吸引所需的发电和输电扩容，也需要协调发电和输电的优化配置。这是一个需要从整个系统规划的角度来考虑的重要问题。

3.2.2 发电竞价和交易计划

在能量市场中进行交易时，交易和调度机构需要完成的主要任务包括管理现货（实时）市场交易系统，确立系统的发电组合（机组优先次序计划）、发电计划和发电调度，完成辅助服务交易的获取和调度，实现实时的发电和输电系统控制，管理实时市场结算。

短期发电计划包括各发电厂向交易中心提交报价和交易中心的发电计划两个关键过程。发电竞价是电力市场发电竞争的重要环节，各发电商根据对市场中电力负荷和市场价格的预测，考虑各自的发电成本和竞争对手的报价策略，向交易计划部门提交对应不同价格的预期发电量，电厂报价可以是简单的发电量和价格，也可以考虑机组启停成本、机组发电功率变动速度等多种约束。在开放负荷侧竞价的市场，负荷侧也根据负荷需求向交易计划部门提交对应不同价格的预期负荷需求。

交易计划是指电力交易计划部门根据负荷需求和发电报价确定各电厂或机组的发电计划，需要考虑各时段的发电和负荷需求的平衡。在不考虑网络约束和系统损失时，通常根据价格优先的原则对报价低的发电和报价高的负荷进行匹配，在达到发电和负荷的供需平衡时，确定发电计划和市场清算价格。在考虑输电损失和网络输电约束时，发电计划问

题需要建立安全约束的优化问题求解，目标函数通常为购电成本最小、交易收益最大等。

发电竞价调度中，发电价格分为按照边际成本的统一市场清算价格和按照发电商的报价分别进行计算两种方式。报价时可以单独考虑电量价格或分别考虑电量、辅助服务和系统容量的费用。发电调度方式影响价格计算，集中的经济调度计划通常使用节点因子加权的集中发电优化和经济调度确定发电量，并确定可变发电费用；短期日前市场发电交易或实时市场中，通常按照发电商的报价进行调度，但由于日前市场需要考虑机组开停，又有集中确定机组开停机计划和发电商自行确定机组开停机计划之分，因此发电方会有不同的报价策略。

3.2.3 电力系统运行控制与调度

在电力系统运行控制与调度时，需要考虑日前确定的调度计划、实时的负荷与发电平衡、阻塞和故障管理、安全应急计划、非正常运行和紧急事故运行状态的监控等。这些任务直接影响电力交易，而实时电力市场交易与电力系统调度更是联系紧密，因此需要对有关的控制策略或控制方法进行必要的调整。

辅助服务调度也是电力系统控制的重要内容，为了保证电网安全稳定运行，需要为电力交易各方提供符合质量要求的电能交易服务，实现正常运行时的电压、频率支持，事故备用和系统故障恢复等服务。

在系统运行控制与调度功能中，电力系统日常调度和管理措施主要有自动发电控制（AGC）、快速启动和加载、热备用和冷备用、可中断负荷控制、需求侧管理控制和输电阻塞调度等。与系统频率控制紧密相关的主要有自动发电控制（AGC）、调速器自然频率响应、快速启动/负荷备用容量、可中断负荷、发电机组的联动跳闸和快速切负荷等。与系统电压控制相关的主要有发电机组和无功补偿装置等提供的无功辅助服务。此外，在系统停运故障恢复中还需要黑启动辅助服务。

在市场运营系统建设方面，为进行电力交易需要建设相应的计算机系统和分析系统，主要有电厂报价系统、市场运营系统、仿真系统、监管系统等，完成竞价与交易计算、阻塞调度、负荷预测、安全分析、结算以及系统仿真和市场监管等功能。

3.2.4 输电网服务

输电网络起着连接发电和负荷的作用，电力市场环境下的输电网络服务涉及网络损失与网络阻塞，其中包括输电功能、输电服务、输电成本和输电价格等方面。

3.2.4.1 输电功能和输电服务

输电服务包括正常条件下为用户提供的电力供应的电力输送服务，以及为满足特殊需要，为用户提供的备用输电容量服务。输电服务可以是点对点的服务或通过电网的传输（转运）服务，输电服务与供电可靠性标准紧密相连，通常根据需要制订输电服务和供电协议，保证长期或短期的足够容量供应，并规定供电的可靠性标准。

输电服务还需要相应的辅助服务，为保证可靠的电力传输需要的辅助服务包括无功电压支持、频率调整、旋转备用、非旋转备用、负荷调整控制等，通常对网损的补偿也计入辅助服务。辅助服务是维持供电质量、保证供电安全性、稳定性和可靠性所需的技术产品。技术标准中对电能质量、安全性和可靠性标准进行了规定，系统调度必须按此标准运行。辅助服务可以作为特定的产品通过价格排序或交易方式确定，也可以按照系统运行的需要调用。前者是将辅助服务当成产品，直接给服务提供者的成本补偿；而后者是将这些服务规定成系统性的服务义务，不直接按照价格调度。

3.2.4.2 输电成本计算

输电服务的总传输成本可以分为两大类，一类是系统固有成本，主要包括传输系统资产（线路、变电站等）的成本（净现值）、运行和维护成本、辅助服务成本和相关的发电成本（包括阻塞、网损引起的成本）；另一类是系统扩展成本，是根据系统规划进行系统扩建投入的成本。传输成本计算需要根据每项特定服务分别计算成本，以便用于成本的分摊。成本分摊是输电网运营必须考虑的问题，在竞争的电力市场中，对输电服务一般是考虑输电系统的运营业绩将传输服务按照成本并加上一定的利润的方式进行费用计算。

网络损耗成本和阻塞成本是电网运行需要考虑的内容，网络损耗是一定负荷下系统损耗的有功功率及一段时间内系统损耗的电能。阻塞成本是与网络输电约束相关的成本。损耗成本和阻塞成本与系统的运行潮流和系统运行状态紧密相关，可以有不同的计算方法。网络损耗可以根据线路测量计算得出或根据网络和发电负荷状态实时计算。在电网中有瓶颈的情况下，通过控制中心的能量管理系统和交易计划系统可以对电网的输电阻塞进行准确的监测和计量。通常的交易计划系统需要有安全分析软件和工具，在用电预测的基础上，对系统运行中可能出现的阻塞情况进行计算，并采取调整发电和用电的措施消除阻塞，因此涉及相关的成本和费用。

输电辅助服务要考虑电压支持服务的成本计算，由于有功和无功的紧密耦合，准确地估算服务成本有一定困难。例如，为维持电压水平，在网络中的某些点，可能需要昂贵的装置，而该装置投入运行的影响范围和成本分担难以确定。输电辅助服务成本计算最简单的方法是会计成本法，可以把投资及相应的运行与维护成本相加得到。对于其他服务，目前较常用的办法是将它们综合考虑作为单一的“附加费用”。

不同地点发电和负荷因输电距离不同而影响到输电成本和价格，在进行运行成本分析时要用到节点修正因子（或称罚因子）的概念。节点因子是基于边际输电损失计算得出，可用于最优次序调度、电量付费计算、输电容量付费修正或输电阻塞修正计算等。节点因子可以根据典型系统运行条件计算得出，根据不同季节（夏/冬、高峰/低谷）的电能费用分别计算适应不同负荷水平的节点因子。根据需要，可以考虑到系统的所有节点均有相应的节点因子，或将系统划分为不同的区域，对区域内的所有节点采用同一节点因子，不同区域节点因子不同，从而可以考虑分区的输电价格差异和影响。

3.2.4.3 确定输电价格

由于输电网的潮流与系统发电和用电负荷紧密相关，任一对输电网使用者之间的交易变化均会引起整个系统潮流的改变，准确地分摊用户对输电系统的使用成本比较困难。实际应用的计算方法均有一定的简化，典型的计算方法有邮费法、兆瓦公里法、短期边际成本法、长期边际成本法等，还有根据潮流跟踪确定发电或负荷对网络的使用分担。此外，还要考虑市场进入价格或交易价格、发电商和用户各自承担的部分运营和建设成本、价格的地域差异、时间差异等。

关于输电中断有不同的计费方法，包括输电公司为输电中断付费，对输电不可用性实行罚款；由于阻塞在整个系统内形成了不同的区域，一旦输电受到限制，可能需要购买额外发电或备用解决阻塞问题，需要增加额外的成本；也有的系统电力联营价格已经包含阻塞的影响，不考虑输电网可用

性的输电费用，直接由调度机构根据调整发电和负荷的报价进行网络阻塞处理。

确定输电价格的不同实践有：

（1）考虑节点价格，节点价格由考虑回收固定费用的需量相关成本（以 kW 或 kVA 为单位）、考虑回收实际网损的电量成本（以 kWh 为单位）和一次性的联网费（仅在联接需要重大投资时）构成。

（2）考虑分区价格，每个区内的价格相同或不考虑分区；根据电力网的地域划分和双方的交易情况确定输电费。

（3）按实时电力市场的边际网损率，对不同运行期间段的网损定价；基本输电费根据市场成员对电网的使用计算，附加费由各方协商。

（4）将变化的费用加到实时电价上由用户支付。

（5）输电费包含在向用户收取的费用中，交给发电公司，发电公司按它的固定容量付费给输电公司。

（6）将基本输电费按时间步长在每个使用电网的用户和发电公司间进行分摊。

3.2.5 电力市场价格和金融衍生工具

电力市场的价格信号应该反映电力的时间和地点特点，鼓励能量的高效使用和系统的经济运行，同时适应发电和负荷以及输电的长期发展需要。以下几个方面都涉及电力市场中的价格问题：

（1）市场调度和价格计算方面：建立的市场环节可以有日前市场、实时市场或 5min 前市场。

（2）招投标方式方面：可以是不同市场分别招投标或是一次招投标用于几个市场，可以按价格或成本调度，按厂或按发电机组分别报价，并考虑能否为其资产组合报价。

（3）批发市场和零售市场价格方面：需要确定由哪个市场环节制定价格，市场的价格基准制订是事前还是事后价格，是单一市场价，还是区域或节点价，如何计算价格，发电方仅接受发电的市场价还是有附加的付费，如容量或可用容量，用户方仅支付消耗的电能价还是有附加的付费，如加价（Uplift）等。

（4）在价格模型中，定价方法是否考虑了电力在不同时间和地点的不同价值。

（5）在输电约束和阻塞管理中，内部输电约束如何管理，跨边界约束如何管理，以及辅助服务的获取机制如何确定等。

市场相关的金融衍生工具通常用来进行电力中长期合同或交易分析，期权和期货市场是研究规避风险、保证市场成员经济收益的重要措施。这些工具主要用于产品的价格分析、市场运营经济风险分析等。

3.3 市场监管问题

监管是保证电力市场正常高效运营和电力市场稳定发展的重要方面。监管贯穿于电力市场设计、电力市场规则制定、市场运行和电力系统扩展建设的各个环节。负责解决存在竞争的市场中一些重要的法律和监管问题。

电力市场监管主要包括监管的一般目标（内容和限制），监管的特殊类型（活动、干涉类型、规则性质、监管成员），方法和工具，监管的实体和法律框架，监管与市场的协调，监管功能的实施方式（谁监管），哪种电力活动受到监管（监管目标），如何做到监管，主要监管选择方案的理由，以及市场准入，电价体系，安全和可靠性，市场力监控等。

3.3.1 市场监管的基本任务

监管机构负责建立系统的竞争框架，确定市场成员中调度、电网、发电商和大用户等的作用和职责，对电力市场各环节进行监管，确保无歧视地使用电网和开放使用电网，通过引入市场价格调整和竞争，提高经济效益，监管自然垄断或有占明显优势或市场力的参与者的市场，保证市场的公平、公正和高效运行。

监管机构负责制定电力生产、转换、传输、交易和分配的相关规定。通过这些规定建立高效电力市场、控制自然垄断电网运营，保证电能的公平合理交易和电力的安全可靠传输和交付，确保电网安全、合理地使用和发展。

进行市场的监管设计和建立功能完善的市场组织形式，建立交易机构，促进多个发电商之间形成竞争，并避免市场力的影响。对电网使用和电价监管的目标是无歧视地使用电网，最小化电力交易费用，有效利用网络，保证电网的长期发展和效益，优化确定新电厂厂址和负荷，并对网络容量进行有效投资，建立公平的、能反映费用的价格结构，保证网络所有者有适当的收入。建立透明的规则、条件、电价及解决争议办法，确定简单而透明的供电商选择程序，建立高效、低成本的计量和结算系统。

监管包括对市场运营的监管、电网的接入与使用监管、电价监管等；包括制订明确的监管目标和激励策略，对成本和收费的监管，对电网的无歧视使用监管，确定包括公共服务的各项电网服务和电价，制订有关电价、使用条件和解决争议的规定等。

3.3.2 监管机构的职责和履行职责的方式

监管机构的主要职责是对垄断环节和部门的行为进行监管，对市场竞争进行监控。监管垄断环节的经营，规定垄断经营的盈利余度；制定电网收费标准和收入标准，解决与电网经营有关的争议，制定计量和结算标准，实行针对不同用户的计量、结算和用户变换供应商的办法等。监管的目标是，通过输电和辅助服务管制，保证将输电系统无歧视地开放使用，交易费用尽可能低。系统调度机构发挥重要作用，还要在建立电力交易所，在阻塞管理、不平衡管理、长期电网容量发展规划和环境保护等方面发挥积极的作用。

主要由监管机构独立负责的任务包括制定规则和方针，接受投诉和调解争端，以及决定电价制定规则、服务质量的规则、电网使用规则、许可证发放、认证/控制/批准、供电安全规则、合同条件规则、公共服务义务规则、市场设计、市场监控、促进竞争和效率、可再生能源和热电联产的激励政策等。履行方式有全权负责，与不同的政府部门合作（如能源、经济、工业和环境部门），与其他实体合作，与输电和配电公司合作，与市场和系统调度合作，与其他授权单位和管理部门合作等不同方式。

此外，由巡查监管员完成的有关电力行业的其他功能包括技术监管定义，环境监管定义，电网规则定义，涉及提高终端用户能源效率的监管，商业关系规则的定义，公司私有化计划的定义和实施，在发输配电和供电分离调度活动账目的会计规则，研发和投资监管等。

3.3.3 监管方法和措施

监管可以从不同层面上实施，主要包括：通过定义商业法规，制定市场规则；监管市场的准入；可能与竞争权利机构合作，批准或拒绝兼并；干涉电力系统发展规划的过程；有些情况下，监管者甚至制订和直接实行公司的私有化计划，包括划分职责、监管解绑或组织发电厂建设的竞争拍卖；要求市场成员提交运行的相关信息并完成检查；如价格不公平合理，可施加价格上限或不接受基于市场的价格，实施对违规的罚款等。

在市场未完全开放的情况下，针对企业功能和市场活动，主要通过规定任务和方法设定相应的条款和条件，对输电和配电以及零售供电，进行定价、价格控制和供电质量的监管。因此，涉及的权益/授权活动通常包括电价的制定、许可证的颁发、确定服务质量规则、投诉/争端解决、认证/控制/许可、电网使用规则、合同条件规则等。

监管方式可以是事前或事后监管。事前监管是采取主动的激励措施，提前进行激励性监管，包括设定市场成员的最高允许收入，并在此收入限制下设置电价；如果能够在出现瓶颈或争端之前鉴别出问题，监管机构将设立激励措施避免该问题的发生。事前监管需要监管者积极参与监管过程，处理涉及监管问题的争议和指责。事后监管是依据以往的经营情况分析，监督和审批电价，设定价格和成本基准，出现问题后努力解决争议。监管措施在一定时间内要相对稳定，如5年为阶段，期间根据各年的通货膨胀、生产率、效益、传送电能的增加和损耗价值等进行必要的修正，每年更新一次。

3.3.4 国际上常用的监管形式

在组织管理形式上：建立监管机构；建立独立系统调度组织、输电系统调度和区域输电组织，以保证输电网络的非歧视接入和使用，输电调度的独立性和公平性；解绑纵向一体化的企业，重点在发电和输电的分离，避免出现歧视；未解绑纵向一体化的国家企业的私有化等。

在市场管理上：市场的自由化，对独立电力生产商发许可证；开展电力交易，即建立能量的日前、实时市场，提供辅助/平衡服务等；建立电力金融衍生市场；规定跨边界输电能力分配的市场机制；市场对所有非居民用户（或所有用户）开放，可能对小用户按照峰谷电价进行结算；定义和授权最终供电商按小用户的需要供电，为该地区提供具备合理和透明的价格，满足特定质量的电力。

在政策和规则制定方面：激励可再生能源、热电联产和终端能源使用效率；制定调度的内部电网规则，以及跨边界交换的电网使用条件；监管第三方输电网使用权，确保对所有用户的非歧视使用；定义用于制定网络电价的收入上限/标尺调节方案；规定在电网电价中反映服务质量的机制；消除跨边界电价以避免输电交易的多次付费等。

国际大电网对24个国家的调查表明，监管机构承担不同任务占调查总数的比例数分别为：投诉和争端的解决(24/24)，电价制定（23/24），服务质量的裁决（22/24），电网进入规则（22 /24），发放营业许可（20/24），促进竞争和效率（19/24），认证控制和批准（16/24），安全供电规则(15/24)，合同条件规则（14/24），公共服务义务规则（13/24），市场设计（13 / 24），可再生能源的激励方案（7/24）。

国际上近期将采用的最多的监管形式包括：制订和实施进一步的私有化策略；解绑配电和供电活动，以及输电权解绑；在定义最终供电商的同时，市场向所有用户全面开放；制定新的调度监管规则；引入对输电系统安全和可靠性规则监管；改进服务质量并进行更严格监管；改进对计量和结算的监管，以利于用户在不同供电商间的转换等。

4 电力市场发展和展望

CIGRE C5—国际大电网的电力市场与监管专业委员在其2006专题报告中，对2006年世界范围的电力市场进展有以下3个主要结论：

（1）监管下的电力市场正在全球普遍运转。较早推行电力市场的国家有美国、澳大利亚、智利、巴西和欧盟，正在进行市场改革的国家有中国、日本、韩国、印度、伊朗、秘鲁和俄罗斯等，还有些国家处于转型期，正在谨慎地进行电力市场改革，逐步开放其市场。改革的主要动力依旧是提高电力工业的效率，增强电力工业对投资的吸引力。新参与市场化国家正在积极吸取那些已经市场化国家的成熟经验和教训。

（2）电力市场规划设计还在不断调整和改善。为了保证充足的发电容量，更好的输电损耗分配和无功服务，各国仍在不断对电力市场进行改进和完善。电力供应仍然是关系社会和经济的重要行为，不但事关电力行业，政府、监管者、售电方、金融机构也都与其相关。周期性的高电价和电价波动，以及电力系统出现的大扰动和大面积停电等问题还将继续引发电力市场对客户所能产生的效益的争论。

（3）电力工业的调整面临两个挑战，一个是如何监管电网的垄断，一个是如何监管电力市场中存在或容易发生市场力的环节。这些挑战表明，监管在各种开放的电力市场中将会继续起到很重要的作用。

电力市场的一些重要问题还在继续研究解决之中，如在机组建设方面，尽管大型机组效率高，但投资周期长，建设难度大，在市场环境下，投资者可能会选择小型低效的机组，利用其在投资效率上的优势，在短的周期内完成建设、投运、回收成本并盈利，因此降低了整体系统的能源利用效率；现行竞价方法中，未考虑不同电厂类型、机组效率、燃料来源、机组调整特性等的区别，可能造成某些电厂的优势和其他电厂的劣势；向电力联营的报价未反映出成本，电力联营价格的变化趋势也未与成本的降低相吻合；现行的竞价调度方法会导致从整个系统运行的角度看不经济的结果；发电商和供电商均未面对其行为的全部成本和风险；备用容量付费不能对容量裕度的短期变化作出反应，会影响系统投资建设的长期发展；由少数发电商设定交易价格，市场力可能引起电力联营价格升高，导致市场效率降低，出现用户来承担额外负担等问题。

电力系统是一个复杂系统，在运行上，需要实时动态平衡、满足静态和暂态安全约束，在发输电容量的使用、规划和建设上，短期和中长期计划相互关联和影响，单纯的市场措施和价格控制难以满足电力系统安全和稳定发展的需要。电力市场是在市场成员有一定自主权的情况下分散决策，技术和管理难度和复杂程度要高得多。单纯依靠市场价格作为市场调控、控制系统发供电平衡和安全的手段，当成协调竞争各方反应的唯一工具，是不可行的。因此，需要研究适应电力系统特点的电力市场发展、建设和运营、控制方法，以保持系统的长期可持续发展和实时安全稳定运行。

能源政策的变化和先进技术的采用对电力市场建设，对电网和系统的规划、建设、运行的各个环节都会有着重要的影响。可再生能源发电技术、分布式发电、热电联产的高效能源利用，能大大降低燃料的使用和发电的成本。增加地区配电网的容量，降低对冗余输电设备的需求，采用先进的控制技术和设备，以及用新技术建造属性不同的发电站，投资于改进终端用户的性能等都会直接影响到成本效益分析结果，进而对系统发展建设的方式和电力市场的发展有重要的影响。

对于电力需求处于快速发展时期的电力市场，需要解决系统建设发展不平衡阶段如何建立电力市场，解决竞争和效率、市场推动和计划调整、安全和经济的多方面问题。电力市场理论和方法应适应电网技术进步的需要，研究完善配套的系统竞争环境和开放政策，促进新能源的开发和利用，实

现系统的优化、节能和能源的综合利用，提高能源利用效率和保护环境。

我国电力市场改革目前还处在试点和开始全面建设电力市场的阶段，已在电力市场运营系统建设，主要是报价和竞价交易方面开展了模拟和试运行工作。还需要对更重要的技术经济问题进行正确的预测、分析和评估，所开发的系统还需要实际系统运行考验。电力市场的改革既要解决当前的矛盾冲突，又要考虑电力系统以至国民经济长期发展的需要，才能更好地促进电力系统的良性发展。

本篇在第 2 章主要介绍电力市场的常用的数学方法和基本工具，其中有些方法与以往经典的方法基本相同，但考虑电力市场的需要，会在目标函数、约束条件或应用环境等方面作必要的改变。第 3 章从电力市场交易中心的角度，结合市场交易和调度问题介绍这些方法的应用和实现技术。第 4 章从报价方的角度介绍发电厂报价和运行决策。第 5 章介绍配电和供用电的负荷分类、供需分析预测、成本与价格。第 6 章介绍电力市场监管和分阶段建设的相关问题。第 7 章结合电力市场运营系统实例介绍电力市场的组成和实现技术。

第2章　电力市场基本理论

由于电力系统的重组和解除管制，系统中的利益主体由原有的一体化电力公司转变为多个利益实体，如独立发电商、各级电网公司、配电商、电力交易商以及大用户等。同时，在电力市场这个大的概念下面产生了众多新型市场，从类别上可分为能量市场（Energy Market）、辅助服务市场（Ancillary Service Market）和电力金融市场（Financial Market）；从时间长短以及性质来分为长期双边合同市场（Bilateral Contract Market）、现货市场（Spot Market）、实时市场（Real-time Market）等。市场类型的多样化以及市场利益主体的多元化使得对应于电力市场运行的优化模型远比传统电力系统运行的优化模型更为复杂和难于求解。在本章，我们将首先介绍电力市场运行的经济学原理，并介绍电力系统运行的数学优化理论以及电力市场运行的基本理论。

1　电力市场运行的理论基础

在这里我们所讨论的电力市场经济学理论是建立在一个较为成熟的自由竞争的电力市场中的经济学理论与分析方法。实际上，一个电力市场的建立以及成功与否，在很大程度上取决于国家政策、市场规则及其细则，以及这些规则能否被正确实施，经济学理论只是为电力市场的发展指明总体方向并提供通用框架。

电力市场形成的一个起始动力是电力公司之外的投资主体进入电力系统。由于投资和产权的多元化，传统的系统资源集中统一调度的方式必须改革。为了保障所有投资主体的利益，电力系统重组的一个基本原理，也是出发点就是，输电网络作为一个独立的实体从系统中分离出来，各个投资主体所拥有的发电资产可以通过电网达到公平竞争的目的。在这个基础上，不同的系统可以选择适应本系统特色的不同的市场模式。早期比较常用的模式是联营体模式，在这种模式下，发电方和买电方都通过联营体这个黑盒子进行交易。系统调度机构既负责技术层面上的发电调度运行计划，同时还负责管理市场运行并按照高低顺序匹配发电方和买电方的报价。随着电力市场的自由竞争性越来越强，标准商品市场和金融市场的概念和运行方式越来越多地进入电力市场。由于电力商品具有实时性、不可存储性、系统安全可靠性要求高和不可预测的停电事故导致的经济损失大等特点，人们在将标准商品市场和金融市场的概念引入这个长期以来垄断经营的电力商品市场的时候，必定要非常注意电力系统的技术特性和确保电力系统的安全可靠运行。

电力市场设计的一个基本原理就是，电力系统调度运行和市场运行相对分离。电力系统调度机构仍然负责系统的调度运行，但是原有的发电计划、经济调度、区域交换、机组组合等与电力交易及合同有关的活动逐渐转移到各类电力交易市场中。

电力交易市场按照交易商品的不同可以分为两大类，即能量市场和辅助服务市场。电能市场中交易的是有功能量，传统模式下的长期发电计划、短期发电计划、实时调度等对应到电力交易市场中是在不同的子市场中进行的，例如，长期双边合同市场、现货市场（日提前市场、小时提前市场）以及实时市场等。这些市场与电力系统调度机构协调运行。电力市场中的买方和卖方在长期双边合同市场中签订长期电能交换协议，在现货市场中进行短期电能买卖，在买卖协议确定后，由系统调度机构对市场中确定的电能交换进行安全校核，如果不符合安全稳定运行要求，则对这个买卖协议进行调整，实时运行和原定计划的差异在实时市场中进行结算。

在能量市场中进行的交易都是针对有功电能交换进行的。在实际系统运行中，为了保证整个系统的安全稳定，系统调度运行机构还要提供众多服务，例如，为电力系统突发故障而提供的有功备用服务，为保持系统频率稳定而提供的调频服务，为维持系统各节点电压而提供的无功支持和电压控制服务，以及在大停电后的黑启动服务等。这些辅助服务市场是电力市场所特有的，系统调度机构购买并提供辅助服务是为了保证整个系统的安全稳定运行。

传统的纵向一体化电力系统，由于发电、输电和配电以及制定和收取电费完全由同一个电力公司管理和操作，这些为电力系统安全运行及可靠输电所提供的服务成本被直接以嵌入成本方式计入电力销售价格中。电力市场中利益主体的分离，以及有功能量市场的分离，使得在电力市场总体设计中必须建立辅助服务市场，将这些系统安全运行所需的技术和运行支持以服务的形式在市场中销售，并保证提供这些服务的供应商能获得合适的回报，同时系统安全稳定运行也可以在市场的环境下以一定的经济手段得到保障。

电力商品和其他商品有一个共同点，就是它们的价格都会随着市场的供求关系以及各种因素而波动。与其他商品市场一样，价格风险也存在于电力市场中，因此在一些先进的电力市场中，除了现货市场外，还有电力期货、期权市场，市场参与者通过购买期货合同、期权合同等金融衍生物来规避价格等风险。

1.1　电力市场运行的经济学理论

虽然电力在作为商品买卖和输送的过程中需要有特定的电力输电网络，并且需要由系统运行机构保证电力供应的稳定，但是电力作为一个特殊的商品，我们还是可以分离出其标准商品的特点，即能量的供应和需求平衡，在能量市场中，电能作为商品遵守标准商品市场的规则和运作方式。电力商品中的特殊属性，例如电力系统安全稳定运行等则可以在辅助服务市场中进行。

与标准商品一样，电力商品也有供应侧和需求侧。传统意义的电力供应曲线即发电厂的发电成本曲线，在市场中将转变为电厂的报价曲线。电力需求曲线相对于一般商品市场来说弹性要小很多，对于集中控制的电力系统，电力需求曲线的弹性接近于零。电力供应和需求在电力市场中共同作用并决定市场的价格。市场价格即为供应曲线和需求曲线的交点。长久以来商品市场都是实物市场，即为买卖方双方商定价钱并进行实物交易。近一百多年来，从大豆、棉花等农作物市场开始，逐渐出现了为规避风险而产生的金融市场，也叫做衍生产品市场（指从实物市场中衍生出来的市场）。随

着电力市场的发展，电力现货实物市场已经在大多数重组后的电力系统中出现，少数电力市场中开始了衍生产品交易的电力金融市场。

1.1.1 电力现货竞价市场基本原理

现货交易的定义是交易双方对商品本身看货定价、立即或在一定时期内进行实物交收和货款结算。电力现货市场是电力商品进行交易买卖的实物市场，其交易的直接对象是电力商品（能量）本身，价格按照交易双方签订好的电力交易合同价格结算，或者在电力竞价市场中按照市场价格结算。

1.1.1.1 电力供应和需求曲线

电力实物交易中的一个关键因素是电力价格。与一般商品类似，电力交易价格也由供应和需求曲线决定，如图 6.2-1 所示。电力供应量和需求量都会随市场价格变化而变化。在市场价格上升的情况下，电力供应量增加，而电力需求量减少。电力作为生产和生活必需品，具有很低的弹性系数，从图中可以看出，对于同样数量的电力价格变化，与供应量相比电力需求量不会随之有太大的变动。对于需求弹性小的电力商品来说，市场价格很大程度取决于电力供应量，另外额外征收的税率则大多由需求侧承担。

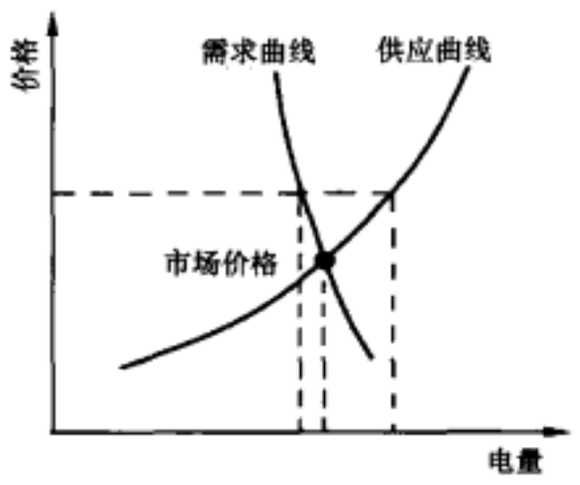


图 6.2-1 电力供应和需求曲线

电力竞价市场（包括日提前或小时提前现货竞价市场）的基本原理是基于电力供应和需求平衡。各发电机组的发电报价按照由低到高的顺序排列形成供应曲线，各用户（可中断供电用户）的用电报价按照由高到低的顺序排列形成需求曲线，两个曲线的交点确定市场中对应时段的电力市场价格。

当供应或者需求量变化时，都会对电力价格产生影响，供应和需求曲线将达到新的平衡点（新的电力价格）。如图 6.2-2 所示，当供应曲线右移（即电力供应增多）时，市场价格降低；当需求曲线右移（即电力需求增多）时，市场价格升高。

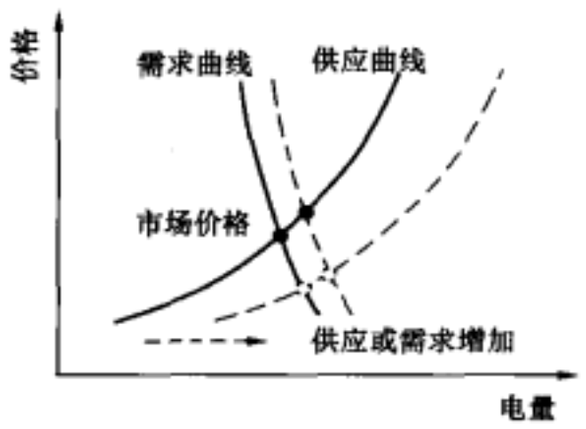


图 6.2-2 电力供应或需求增加（曲线右移）及新的价格平衡点

在电力市场中，新建发电厂或者长期的负荷增长都会使电力供应或者需求曲线向右移动，这些情况通常会出现在长期市场中。短期的市场交易变化也会引起供应和需求曲线的移动从而导致市场的价格变化，例如当一个区域向其他区域的电力输出量或者输入量发生变化时。在区域电力市场中的阻塞价格计算中这一点可以得到明显体现，在一个区域电力市场（Regional Market）中，如图 6.2-3 所示，区域 1 向区域 2 输送电力，当两个区域之间不存在阻塞（输电线路容量足够大）时，两个区域作为一个整体达到供需平衡，两个区域的市场价格相同。如果线路的容量不够大，出现阻塞情况，对于区域 1 来说，输出量减少，即需求减少，需求曲线向左移动，供应和需求曲线达到一个新的平衡价格点，即阻塞后电力输出方价格下降。对于区域 2 来说，由于输入量减少，该地区的发电供应量减少，供应曲线向左移，达到一个新的电价平衡点，阻塞后电力输入方的市场价格升高。

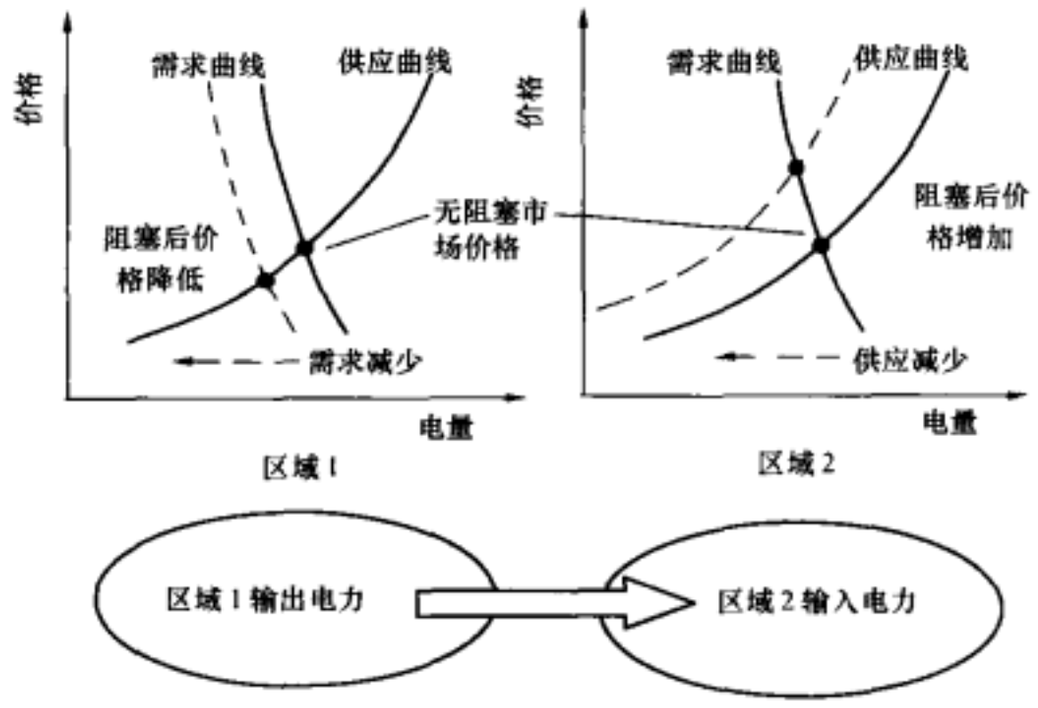


图 6.2-3 区域电力交易中的供应和需求曲线

1.1.1.2 竞争的电力市场

发电厂商在电力现货竞价市场上提供的报价是参考其发电成本制定的。短期发电成本包括固定成本和可变成本，两者之和为发电总成本。在考虑电价时，电厂还考虑发电平均成本和边际成本，平均成本为总成本除以总发电量；边际成本是指在当前运行点，每多发一个单位电量所需要增加的成本，即总成本曲线上运行点的斜率。

一个市场的竞争性体现在每个独立市场参与者对市场价格的影响力，影响力越小，市场的竞争性越强。在一个完全竞争的市场中，每个参与者的行为对市场的价格都没有影响，他们在市场中都是价格接受者（Price-taker）。在垄断市场中，垄断公司是唯一的产品供应商，他决定市场价格，是价格设定者（Price-setter）。电力市场是一个介于两种市场之间的不完全竞争的市场，属于由少数大公司构成的不完全竞争市场，这种市场结构被称为寡头市场（Oligopoly Market），在这类市场中，一个电力公司可以估测竞争对手对市场以及需求曲线的反应，由此提出策略性报价和策略性市场行为。策略性行为和报价在完全竞争市场和垄断市场中是不存在的，但在电力市场中的电厂报价，甚至金融输电权的报价都是策略性报价。博弈论是策略性行为的常用分析工具，当一个电力公司在决定电量和价格投标时，他们会考虑其他电力公司的投标策略以及利润等，博弈分为合作博弈和非合作博弈，电力市场中的博弈是非合作博弈，纳什平衡（Nash Equilibrium）是非合作博弈的最优结果，它是非合作博弈问题中唯一的稳定平衡解，各竞争方都会主动保持在这个结果，因为偏离这个平衡点并不会提高利润水平。

在电力现货市场中，各发电公司为自己的发电机组提供每小时（策略）发电报价和发电量，配电公司或者大用户提供每小时用电量以及报价。市场调度机构在综合双边合同以及其他必须运行机组的发电量以后，对发电报价由低到高排序得到发电报价曲线，并对用电报价由高到低排序得到用电报价曲线，两者的交点即为该小时的现货市场价格。在确定

发电计划时，还需要系统调度机构进行安全校核以确保系统安全稳定运行。

1.1.2　电力金融市场基本原理

在过去的 30 年里，世界范围内的金融衍生产品发展非常快，在金融机构内最常见交易的衍生产品包括远期合约、期货合约、互换合约、期权等。这些金融衍生产品已经被标准化，而且已经被风险管理经理人作为流动性工具广泛应用于风险规避。金融衍生产品可以定义为以其他交易资产价格为基础而产生（衍生）的金融工具，例如一个股票期权是在股票价格的基础上衍生出来的，在电力市场中，电力期货、期权等电力衍生产品是以电力现货价格作为基础衍生出来的。

期货合约（Futures Contracts）是高度标准化的金融交易合同，对于要购买或者出售的商品或金融产品，期货合约给出在未来一段时间内的交易量和价格，该合约的内容包括数量、价格、交货地点、交货时间、最后一个交易日或结算日等。期货合约的优点是，交易对方的信用风险完全由交易中心承担，过程中商品交付以及财务表现由交易中心保证；合约是标准的，减少了交易双方的交易成本（Transaction Cost）。另外，期货合同是每日结算，在计算逐日盯市（Mark-to-Market）价值时不需要折价，相比期货和互换合约来说，期货合约的价值更容易被估算。

远期合约（Forward Contracts）与期货合约类似，是在未来一段时间内买卖商品的协议。价格的制定有两种方式：一是在制订合同时，提前确定交割价格；另外一种是确定交割时的交割价格表达式，这个表达式可以根据到期时间的远期交割价格决定或者是根据到期前一段时间的远期价格综合决定，或者是该行业一个公开的指标决定。一个远期合约包括交割细节（总交货量、如何交货）、交割价格或者价格表达式、交货时间和地点等。

互换合约（Swaps）在各类市场中被广泛应用，主要的原因是它们相对灵活，一般是通过柜上交易（OTC）进行，可以按照交易要求订做合同。互换合约是典型的金融结算合约，不涉及商品的实物交割，是必不可少的金融风险规避工具。由于它的灵活性，风险经理人可以构造更接近于目标风险状况的互换合约从而更大程度规避风险，相比较而言，远期和期货合约在这方面的灵活性要小一些。

期权（Option）包括购电（看涨）期权（Calls）和售电（看跌）期权（Puts）。在电力市场中购电期权是一个在预先确定的成交价格（Strike Price）购买电力的权利，而不是必须购买的义务。同样，售电期权是一个在预先确定的成交价格（Strike Price）出售电力的权利，而不是必须出售的义务。欧式期权是在特定的交割日期交割一次，而美式期权则可以在交割日期前任何时间交割。一个电力期权的内容主要包括交割地点（节点）、交割时间、交付条件（包括峰时、谷时、整点等）、成交价格、数量。期权有年度期权、季度期权以及月度期权。

金融衍生产品交易的场所一般设在交易中心，例如纽约商品交易中心（New York Mercantile Exchange，NYMEX）、芝加哥交易所（Chicago Board of Trade，CBOT）、芝加哥期权交易所（Chicago Board Options Exchange，CBOE）等。目前，越来越多的交易通过交易中心的电子交易系统进行。

另外，除了交易中心外，柜上交易市场（Over the Counter Market，OTC）也是一个重要的交易场所和手段。按照交易量看，目前 OTC 市场的交易量已经超过了交易中心的交易量。OTC 市场是一些并不谋面的代理人之间通过电话和电脑网络为其工作的金融机构进行交易。OTC 交易的一个特点是，合同中的交易量不需要像交易中心的交易那样标准化，市场参与者可以有更多的自由来讨论对双方都合适的交易形式。但是 OTC 市场对于交易双方来说都有一定的信用风险，因为对方有可能不执行合同，而在交易中心内进行的交易，交易中心为其承担信用风险。

1.2　电力系统运行数学优化理论

传统电力系统的调度运行是基于成本最小的集中式优化调度，电力市场条件下的电力系统调度运行从根本上可以认为是传统的电力系统垄断运行被打破后而产生的更偏重于自由竞争的电力系统调度运行模式。传统的集中式调度运行如果用一个数学模型来形容，可以简化为考虑了各种安全、稳定技术约束的数学优化模型。电力系统运行中可以优化的目标很多，在考虑不同问题时，如规划问题、调度问题或者机组组合问题时，一般采用不同的目标函数。电力市场中的各种调度运行问题同样也可以用一些优化模型来表达和求解，但是由于市场运行出发点以及系统运行规则不同于垄断的电力系统，需要在优化模型中考虑对应于市场规则的约束条件和目标函数。

优化理论和模型被广泛应用于电力系统规划、调度、运行等方面，电力系统最优潮流（OPF）是其中应用最为广泛的模型之一。首先我们从数学的角度简单介绍几个在电力系统中常用的优化算法。

1.2.1　线性规划

线性规划（Linear Programming）是优化算法中最基础的算法之一。一个线性优化问题可以用其标准形式表示，并用单纯形法求解。很多工业生产实践问题都可以用线性规划模型来表述并求解。

线性规划问题可以有各种不同的形式，但均能够统一变换成为标准型式，即

$$\begin{aligned} &\max z = \boldsymbol{CX} \\ &\text{s. t. } \boldsymbol{AX} = b \\ &\boldsymbol{X} \geqslant 0 \end{aligned} \tag{6.2-1}$$

其中，$\boldsymbol{A} = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & \cdots & a_{mn} \end{pmatrix}$ 为约束条件的 $m \times n$ 维系数矩阵，$\boldsymbol{C}$ 为成本系数向量，$\boldsymbol{X}$ 为决策变量向量。

线性规划问题的所有可行解构成的集合是顶点有限的凸集可行域，每个基可行解对应于可行域的一个顶点，如果一个线性规划问题有可行解，则必然是在某个顶点上得到，比较通用和有效的求解线性规划问题的方法是单纯形法。

1.2.2　非线性规划

电力网络是一个非线性网络，电力系统潮流方程是非线性方程。虽然某些电力系统优化问题可以用线性规划问题简化表达，或者用线性直流潮流方程代替非线性交流潮流方程，但在非线性规划可行解求解方便的情况下，非线性规划模型更能真实地反映出电力系统的状态。

从数学角度上讲，如果一个优化模型的目标函数或者约束条件中包含非线性函数，我们就称这种规划问题为非线性规划（Non-linear Programming）。一般来说，解非线性规划问题要比求解线性规划问题困难得多。与线性规划问题可以用通用的单纯形法求解不同的是，求解非线性规划问题还没有一个通用的算法。非线性规划的各种算法从最根本上可以说是采用不同的规则（或函数）确定下一步寻找可行解的方

向，好的优化搜索方向和好的初始值能大大提高算法的效率并能使所得可行解更接近全局最优解。传统的电力系统潮流分析中多采用雅克比矩阵（Jacobian Matrix）和海森矩阵（Hessian Matrix）求解。电力系统优化潮流（Optimal Power Flow，OPF）问题也通常使用这类矩阵作为依据进行下一步寻优。非线性电力系统优化模型的算法多种多样，这里不详细介绍。

以电力系统运行、调度和规划中最常用的 OPF 为例，以下我们简单讨论非线性规划在电力系统中的应用。OPF 的目标函数一般是最小化总成本或者最大化系统利益，对于不同的问题，目标函数也可以有不同的形式，例如，最小化网络损耗、无功优化等。在电力市场条件下，目标函数常常是按照发电商报价来计算由系统运行机构支付给发电商的总费用最小，或者是社会效益最大化等，根据问题的不同目标，我们可以采用不同的目标函数。OPF 的约束条件一般包括系统交流有功和无功潮流方程，有功、无功发电上下限以及电压约束等，在电力市场条件下，还可以在约束条件中增加一些能够表达市场规则以及帮助市场清算价格计算的条件，基于安全约束的最优潮流（Security-constrained OPF，SCOPF）也是调度机构常用的一种考虑系统安全条件的优化潮流。

总的来说，一个 OPF 模型可以表示为

$$\begin{aligned} &\max f(\boldsymbol{x}) \\ &\text{s. t. } \omega_i(\boldsymbol{x}) = 0 \qquad i = 1,2,\cdots,N_\omega \\ &g_i(\boldsymbol{x}) \leqslant 0 \qquad i = 1,2,\cdots,N_g \end{aligned} \tag{6.2-2}$$

式中：$\boldsymbol{x}$ 是控制向量，维数 $N=N_\omega+N_g$。

1.2.3 拉格朗日松弛法和库恩—塔克条件

电力系统经济调度中早期最常见的求解最优调度计划的方法是拉格朗日乘子（Lagrange Multiplier）法。对应于模型式（6.2-2），其拉格朗日等式可以表示为

$$L(x,\lambda) = f(x) + \sum_{i=1}^{N_\omega} \lambda_i \omega_i(x) \tag{6.2-3}$$

式中：λ_i 为拉格朗日乘子。

对式（6.2-3）求偏导并求解，如式（6.2-4）所示，即得到拉格朗日等式（6.2-3）的优化解。这个解同时也是模型（6.2-2）的最优解。

$$\frac{\partial L(x,\lambda)}{\partial x_i} = \frac{\partial f(x)}{\partial x_i} + \sum_{i=1}^{N_\omega} \lambda_i \frac{\partial \omega_i(x)}{\partial x_i} = 0 \tag{6.2-4}$$

如果考虑模型（6.2-2）中的不等式约束，则要用到库恩—塔克条件（Kuhn and Tucker Conditions），拉格朗日方程如（6.2-5）所示。

$$L(x,\lambda,\mu) = f(x) + \sum_{i=1}^{N_\omega} \lambda_i \omega_i(x) + \sum_{i=1}^{N_g} \mu_i g_i(x) \tag{6.2-5}$$

对于优化解 x^*，λ^*，和 μ^*，其满足以下条件：

(1) $\dfrac{\partial L(x^*,\lambda^*,\mu^*)}{\partial x_i} = 0, \text{for } i = 1,\cdots,N$

(2) $\omega_i(x^*) = 0, i = 1,\cdots,N_\omega$

(3) $g_i(x^*) \leqslant 0,\ i = 1,\cdots,N_g$

(4) $\left.\begin{aligned} \mu_i^* g_i(x^*) = 0 \\ \mu_i^* \geqslant 0 \end{aligned}\right\}, i = 1,\cdots,N_g$

条件（1）表示在最优点，优化解满足拉格朗日方程的偏导数等于零的条件，条件（2）和（3）与模型中的原始条件一致，条件（4）为松弛条件，根据 μ_i^* 是否为零，我们就可以知道 $g_i(x^*)$ 是否达到上限。

电力系统中拉格朗日松弛法一个最常见的应用是电力系统经济调度中的等微增方程。以下以一个简单例子阐述拉格朗日松弛法的求解过程。

在一个简化的不考虑传输损耗的电力系统中，假设有 N 个火力发电机组，系统总负荷为 P_{load}. 每个发电机组的成本 F_i 与发电量 P_i 的关系可以用函数 $F_i(P_i)$ 表示。在考虑系统经济运行时，调度机构的目标函数是最小化总成本 $\sum_{i=1}^{N} F_i(P_i)$，并同时满足发电量和负荷量的平衡关系。其经济调度的优化模型可以表示为

$$\min F_T = \sum_{i=1}^{N} F_i(P_i) \tag{6.2-6}$$

$$\text{s. t. } \phi = P_{\text{load}} - \sum_{i=1}^{N} P_i = 0 \tag{6.2-7}$$

以上这个优化模型我们可以采用拉格朗日算法求解，并写出拉格朗日方程如下

$$L = F_T + \lambda\phi \tag{6.2-8}$$

求解该拉格朗日方程的必要条件是拉格朗日方程对每个独立变量 P_i 的导数为零。所以我们可以得到

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda = 0$$

所以，

$$\frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda \tag{6.2-9}$$

由此可见，不考虑输电损耗时，以最小成本运行的必要条件是：所有发电机的微增成本都相等，这个 λ 值由式（6.2-9）和式（6.2-7）共同决定。

在考虑损耗的情况下，假设损耗由 $P_{\text{loss}}=P_{\text{loss}}(P_1,\cdots,P_i,\cdots,P_N)$ 决定，系统的优化模型可表示如下

$$\min L = \sum_{i=1}^{N} F_i(P_i) + \lambda\phi \tag{6.2-10}$$

$$\text{s. t. } \phi = \sum_{i=1}^{N} P_i - P_{\text{load}} + P_{\text{loss}}(P_1,\cdots,P_N) = 0 \tag{6.2-11}$$

求解该拉格朗日方程的必要条件是拉格朗日方程对每个独立变量 P_i 的导数为零。所以我们可以得到

$$\frac{\partial L}{\partial P_i} = \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} - \lambda\left(1 - \frac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_i}\right) = 0$$

所以，

$$\frac{1}{1 - \dfrac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_i}} \cdot \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda \tag{6.2-12}$$

这里，我们将 $1/\left(1 - \dfrac{\partial P_{\text{loss}}}{\partial P_i}\right)$ 定义为 pf_i，也称为由损耗引起的惩罚因子。式（6.2-12）可以简化写成式（6.2-13），并称为协调方程。

$$pf_i \times \frac{dF_i(P_i)}{dP_i} = \lambda \tag{6.2-13}$$

以下给出一个采用拉格朗日乘子计算优化调度的简单例题。

某系统的总负荷为 700MW，由两台发电机供电，两台发电机的发电特性分别如下：

发电机 1：$F_1 = P_1^2 + 8.5P_1 + 5$，$100\text{MW} \leqslant P_1 \leqslant 500\text{MW}$

发电机 2：$F_2 = 3.4P_2^2 + 25.5P_2 + 9$，$50\text{MW} \leqslant P_1 \leqslant 250\text{MW}$

在不考虑输电损耗的情况下，该系统的经济调度优化模型可以写为

$$\begin{aligned} \min L = {} & F_1 + F_2 - \lambda\phi = (P_1^2 + 8.5P_1 + 5) + \\ & (3.4P_2^2 + 25.5P_2 + 9) - \\ & \lambda(P_1 + P_2 - 700) \end{aligned}$$

应用库恩—塔克条件进行优化计算，我们得到，

$$\frac{\partial L}{\partial P_1}=0 \quad \frac{\partial L}{\partial P_2}=0 \quad \frac{\partial L}{\partial \lambda}=0$$

由此可得

$$\begin{cases} 2P_1-\lambda=-8.5 \\ 6.8P_2-\lambda=-25.5 \\ P_1+P_2=700 \end{cases}$$

对这三个等式求解，即可以得到优化模型的最优解为

$$P_1^* = 542.8\text{MW}$$

$$P_2^* = 157.2\text{MW}$$

$$\lambda^* = 1094.2\$/\text{MWh}$$

P_1^* 和 P_2^* 为两台机组的最优调度发电量，λ^* 为微增成本价格，即系统的发电等微增率边际价格。

1.2.4　动态规划

动态规划是一种用于解决多阶段决策过程的优化数学方法。它的基本方法是将多阶段决策问题变换成为一系列互相联系的单阶段问题，然后逐一求解。动态规划在工业管理的主要应用包括最优路径问题、资源分配问题、生产调度问题、库存问题、排序问题、生产过程最优控制问题等。

在电力系统中，动态规划主要用于传统电力系统经济调度、水火电协调以及机组组合的计算中。动态规划的原理是，从起始点开始逐步优化，最终找到一条到终点成本最小的路径。考虑到电力系统的非线性特点，应用于机组组合以及水火电协调中的动态规划，是一种复杂的非线性最小路径优化问题。

我们以一个最小路径问题为例来介绍动态规划的基本原理。图 6.2-4 所示为一个最小路径问题的网络，字母 $A\sim J$ 表示可选状态，我们希望获得从状态 A 到状态 J 的最小路径（即成本）。图中每个箭头上面的数字表示从一个状态到另一个状态的成本，如从 A 到 B 的箭头上的数字 2 表示从 A 到 B 的成本为 2，而从 A 到 C 的成本为 4，依此类推。该问题的目标是获得从状态 A 到状态 J 总成本最小的路径。

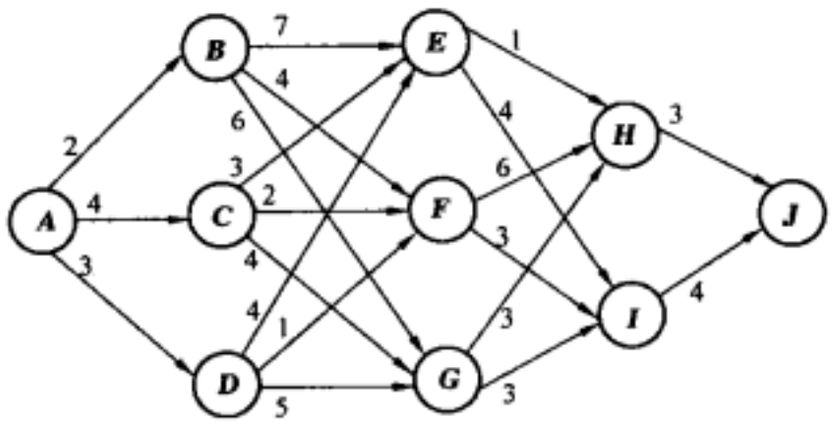


图 6.2-4　动态规划最小路径问题

为了求解这个问题，我们可以将如图 6.2-4 所示的问题分为五个阶段，阶段 1 包括状态 A，阶段 2 包括状态 B、C、D，阶段 3 包括状态 E、F、G，阶段 4 包括状态 H、I，阶段 5 包括 J。

如果我们假设阶段 $i=1$，…，5，阶段 i 的状态集合用 S 代表，阶段 $i+1$ 的状态集合用 Z 代表，那么我们可以用函数 $f_i(S)$ 来表示从状态 S 到最终状态 J 的最小成本路径，即

$$f_i(S)=\min_{\text{states}Z\text{in stage}i+1}[C_{SZ}+f_{i+1}(Z)]$$

其中，C_{SZ} 表示从状态集合 S（阶段 i）到状态集合 Z（阶段 $i+1$）的成本，该问题可以采用递归解法求解。以逆序递归解法为例，并假设从初始值 $f_5(J)=0$ 开始，从阶段 4 依次到阶段 1，可按如下方式计算：

（1）阶段 4：这个例子中的阶段 4 非常简单，比较 C_{HJ} 和 C_{IJ} 很容易得到

$$f_4(H)=3$$

$$f_4(I)=4$$

（2）阶段 3：阶段 3 的选择要多一些。以状态 F 为例，从 F 既可以到达 H，也可以到达 I。到 H 的直接成本是 6，但是接下来的成本 $f_4(H)=3$，由此从 F 到 H 的总成本为 9。从 F 到 I 直接成本是 3，接下来的成本 $f_4(I)=4$，由此从 F 到 I 的总成本为 7。比较从 F 通过 H 和 I 到 J 的成本，我们可以得到 $f_3(F)=7$。依此类推，我们可以得到从阶段 3 的各个状态到状态 J 的成本，如表 6.2-1 所示。

表 6.2-1　　阶段 3 成本计算

S_3	$C_{S_3Z_3}+f_4(Z_3)$		$f_3(S_3)$	决　策
	H	I		
E	4	8	4	H
F	9	7	7	I
G	6	7	6	H

按照以上方法，我们可以依次计算每一个阶段的最小成本路径。

（3）阶段 2 如表 6.2-2 所示。

表 6.2-2　　阶段 2 成本计算

S_2	$C_{S_2Z_2}+f_3(Z_2)$			$f_2(S_2)$	决　策
	E	F	G		
B	11	11	12	11	E 或 F
C	7	9	10	7	E
D	8	8	11	8	E 或 F

（4）阶段 1 如表 6.2-3 所示。

表 6.2-3　　阶段 1 成本计算

S_1	$C_{S_1Z_1}+f_2(Z_1)$			$f_1(S_1)$	决　策
	B	C	D		
A	13	11	11	11	C 或 D

因此，我们可以得到三个可行最优路径，如图 6.2-5 中粗线所示，其目标值都为 11。每个状态上写在方框中的数字为阶段 i 下该状态的成本路径值 $f_i(S)$。

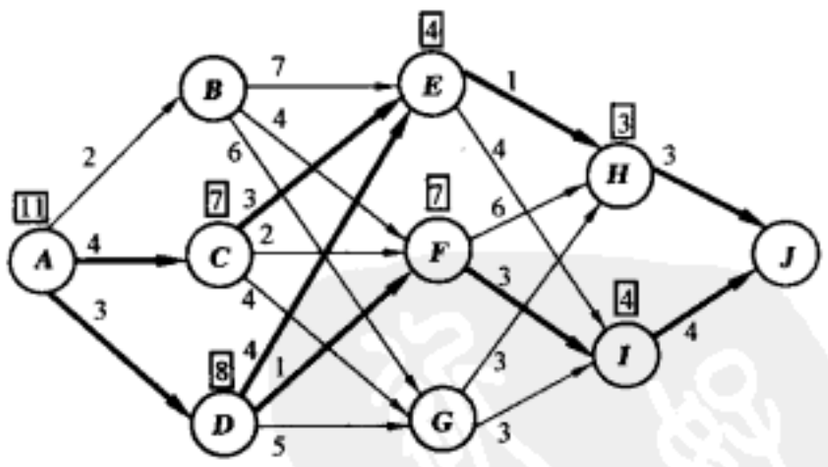


图 6.2-5　动态规划最小路径问题解

1.2.5　混合整数规划

在优化问题计算中所获得的最优解可能是分数或者小数，但是对于某些问题来说要求的解答必须是整数，例如在电力系统机组组合问题中，决定一台机组是开还是关的变量计算结果应该是 1 或者 0，而不能出现小数，这就出现了整数规划问题。如果一个问题中的一部分变量受限制为整数，其他变量没有限制，我们就称其为混合整数规划问题。

混合整数规划的一个主要解法是分枝定界法。其基本原理是，对于一个最大化的整数规划问题 A，我们先找到与之对应的线性或者非线性问题 B，并从求解问题 B 开始，如果

其最优解不符合 A 的整数条件，那么 B 的最优目标函数必然是 A 的最优目标函数 z^* 的上界，用 $\bar{z}$ 表示，而 A 的任意可行解的目标函数将是 z^* 的下界，用 $\underline{z}$ 表示，分支定界法就是将 B 的可行域分成子区域的方法，逐步减小 $\bar{z}$ 和增大 $\underline{z}$，最终可以求得 z^*，以下以一个例题说明。

求解 A 如下：

$$\max \quad z = 40x_1 + 90x_2 \tag{1}$$

$$\text{s.t.} \quad 9x_1 + 7x_2 \leqslant 56 \tag{2}$$

$$7x_1 + 20x_2 \leqslant 76 \tag{3}$$

$$x_1, x_2 \geqslant 0 \tag{4}$$

$$x_1, x_2 \text{ 为整数} \tag{5}$$

我们先不考虑（5），直接对 B 问题（1）～（4）求解，可以得到一组最优解：

$$x_1 = 4.81, x_2 = 1.82, z_0 = 356$$

可见这个解不符合条件（5），我们将 z_0 作为问题 A 的最优目标函数值的 z^* 的上界，$\bar{z} = z_0 = 356$，同时，当 $x_1 = 0, x_2 = 0$ 时，显然是该问题的一个可行解，这时 $z=0$，可以将这个解作为最优解的下界 $\underline{z} = 0$，这样我们就有 $0 \leqslant z^* \leqslant 356$。

在 B 问题的解中，我们有 $x_1 = 4.81$，因此在下一步求解过程中，我们对原问题 B 增加两个约束条件：$x_1 \leqslant 4$，$x_1 \geqslant 5$，因此，问题 B 被分解为两个子问题 B_1 和 B_2。对两个子问题求解，可以得到解如图 6.2-6 所示，但显然还没有得到完全整数解，我们继续将子问题 B_1 和 B_2 定界并分解，如图 6.2-6 所示，最终得到最优整数解为 $x_1 = 4, x_2 = 2$，$z^* = 340$。

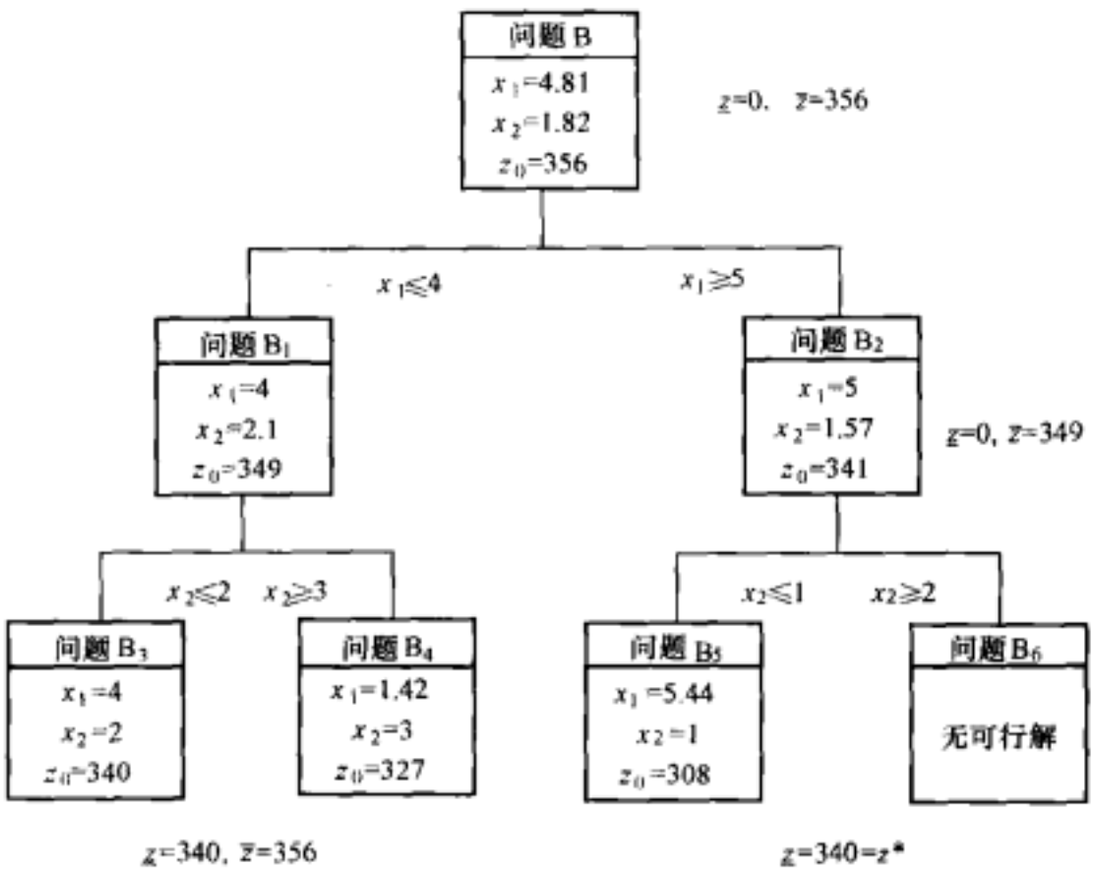


图 6.2-6 整数规划求解过程

2 电力市场中的基本金融分析工具和定价机制

从 20 世纪中期开始，金融市场已经逐渐渗入到了各类商品交换中。一个国家或地区的金融市场的发达程度在某种程度上也反映了这个国家的经济发达程度。随着电力市场的发展，电力价格的波动性增大，市场交易商人开始使用金融衍生产品规避风险，由此形成电力金融市场。这是一个可以获得价格保证并可以进行风险管理的市场，而且市场成员可以明确知道与市场价值有关的利润组成部分以及损耗部分。

电力金融市场中常用的基本金融工具包括期货合同、远期合同、期权合同以及柜上交易合同。通过电力金融市场的这一系列衍生合同，电力市场成员可以在甚至长达几年的时间段内保护其电力购买和销售不受价格波动等因素的影响。

北欧的 Nord Pool 是最早进行电力金融交易的交易中心，他们在 1993 年就开始在斯堪的纳维亚国家之间进行金融远期合约交易，其后，伦敦的国际石油交易中心（International Petrolem Exchange，IPE）以及德国法兰克福的能源交易中心（Energy Exchange，EEX）也开始了电力远期合约交易。北美最早的电力远期合约是 1996 年在纽约商品交易所（NYMEX）中进行的，该交易是在加州和俄勒冈交界处到亚利桑那之间的电力远期交易，之后，美国不同地点之间的远期交易合同分别在 NYMEX 和 CBOT 以及明尼苏达谷物交易中心（MGE）中进行交易，至 2002 年，NYMEX、CBOT、IPE 都停止了电力金融合约交易。目前 MGE 的电力远期合约仍在进行，但是交易量非常小，只有 EEX 和 Nord Pool 仍保持着大量的电力衍生产品交易。

2.1 电力期货合同和远期合同

电力期货和远期合同是在买方和卖方之间用于金融结算的协议，它等价于将一个固定数量的电量以一个协议价格在未来的一个特定时间段输送。以北欧电力交易中心的衍生产品为例，电力期货合约的时间组成是标准化的日合同、周合同、季度合同以及最多提前一年的年合同，每个合同的交易量也是标准化的。当临近合同中规定的电力金融产品的交割日期时，这些时间段的合同将被依次分解为周合同或者日合同。市场中每天进行远期合同的现金结算。远期合同与期货合同相比，合同的时间段要相对长一些，而且每个合同的交易量不是标准化的，每个电力金融市场中的期货合同和远期合同的时间段和标准交易量可以根据情况由市场自行确定。

2.2 电力期权合同

期权是一个可以在未来预定的日期按照预先制定的价格购买和出售一个合同的权利，期权与期货以及远期一起，为管理与电力交易有关的风险提供了一个有价值的策略。

购买一个期权合同被称为购电（买入）期权（Call Option），也称为看涨期权；出售一个期权合同被称为售电（卖出）期权（Put Option），也称看跌期权。这就是说，一个购电期权的持有者有优先购买合同的权利，而一个售电期权的持有者有优先出售合同的权利。

金融行业的期权有两种，一种是欧式期权，另一种是美式期权，欧式期权只能在交割日进行交割，美式期权可以在期权成熟前交割。交割日是指有权购买和出售合同的日期，一般在产品开始被交付前一段时间。在交割日，期权有四个基本的利润和损失曲线，每个期权策略的潜在利润和损失取决于远期合同的价格、交割价格以及升值费用部分。一个已购的买入期权与传统的封顶合同类似，在封顶合同中，卖方保证价格不能高于一个封顶价格，买方支付超面值部分。一个已购的卖出期权可以和更传统的保底合同相比较，在保底合同中，卖方保证价格不能低于一个保底价格，买方来支付超出部分。一个已购的卖出期权和一个已购的买入期权可以和一个双限合同相比较，在这样的合同里，购买期权的卖方保证价格不会高于一个封顶价格，同时出售期权的卖方保证价格不会低于一个保底价格。

为了不受价格波动影响，决策者可以选择采用各种不同的期权决策方法。由于这些决策方法的灵活性，期权对于交易商人和寻求规避风险的买卖方来说都很有用。一个希望获

得更多交易利润而不是规避价格风险的交易成员可能会结合卖出期权和买入期权的价位进行转手买卖，当价格波动很快时尤其容易获利。

2.3　双边合同/柜台交易（OTC）市场

双边合同是指那些由电力市场中两个合同方直接签订的电力交换合同。在很多比较成熟的电力市场中，双边合同是一个占统治地位的交易方式。双边合同可以从双边市场获得或者可以从柜台交易（OTC）市场中得到。我们下面讨论双边市场与 OTC 市场之间的区别。

在双边市场中，买卖方一起决定他们在未来交易中的双边合同，他们一起讨论决定合同中涉及的价格、数量以及时间段，然后将合同信息发给电力交易中心、输电网络管理员、结算服务人员以及其他有关部门。

在 OTC 市场中，所有的买方和卖方都到 OTC 市场中去寻找未来电力交易的交易伙伴，在找到愿意与他们签订双边合同的另外一方时，买卖双方就可以在一起商量价格、数量以及合同交易的时间段，并将这些信息发送给电力交易中心、输电网络管理员、结算人员以及其他有关部门。

在双边市场和 OTC 市场中买卖双方签订的所有合同都被称为双边合同。这些合同可以是按照特殊要求采用定制的合同形式，也可以使用标准化的合同形式。双边合同一般来说都是较长期的合同。

2.4　现货市场

现货市场是用于在电力交易中心购买电力实物商品的市场。现货市场有日提前市场也有小时提前市场。以较常用的日提前市场为例，市场中交易的以每小时为单位的电力合同是为第二天的电力输送制定的交易。现货市场的参与者一般都同时还有双边合同和 OTC 合同，他们使用现货市场来平衡这两种合同之外的电力交换。

现货市场的参与者包括发电商、配电商、供电公司、交易代理、大规模工业、大终端用户以及输电网络所有者。每个参与者都应该有可以与电力现货交易中心进行直接结算的账号，并在账号中有现货交易中心要求的保证金额。

在电力现货市场中交易的商品是每小时的电力合同报价。市场参与者使用一个互联网应用程序将报价提交给现货市场的交易系统，或者直接将报价表传真给市场机构。一般来说市场参与者为第二天 24h 交易所提交的报价最晚要在当天中午前提交。一旦电力现货市场的市场价格确定了，交易中心就可以向电力市场参与者公布合同价格和计划。

2.5　实时市场

建立实时市场的一个主要目的是使得系统调度员能够平衡实时运行中所有时段的发电量和负荷量，并且针对这部分电量为买卖双方提供一个价格。实时市场的市场参与者是那些可以对大的电力调度作出快速响应的发电商和电力用户。只有那些主要的市场参与者才可以在实时市场中报价。实时市场的报价是在现货市场关闭以后提交给系统调度运营机构的。

2.6　金融市场

目前金融市场中交易的主要合同类型是前面提到的期货合同、远期合同、期权合同。在金融市场中交易的电力合同并没有实际的电力实物输送。发电商和零售商使用这些产品作为他们的风险管理工具。交易商人可以从电力市场的不稳定性中获利，并为高度折现率和交易活动作贡献。签订金融合同的同时并不需要考虑网络阻塞、容量约束和其他约束条件等这些技术因素。现金结算是在每个电力合同开始生效的时段开始进行。

金融市场中的合同在价格制订时，都在一定程度上参考了系统的现货价格以及双边合同价格和 OTC 价格。电力交易中基于金融合同的价格保值以及在现货市场中的实物交易，两者在一起就形成了一个近似于风险规避的用于风险管理的一个主要工具，如果两者配合合理，在很大程度上可以取代传统的用于电力实物输送的双边交易合同。

3　电力市场中的风险分析

3.1　电力市场中的风险

正如电力市场被分为物理实物市场（Physical Market）和金融市场（Financial Market）一样，电力市场中的风险也可以被分为两大类：电力系统运行风险和电力市场财务运行风险。电力系统运行风险就是传统电力系统所讨论的安全、稳定、可靠运行等问题，我们在这里不作讨论。电力市场财务运行风险主要分为以下几类：

（1）运作风险：主要是指那些在付款或者交易结算过程中由于发出错误指令而产生的风险。

（2）市场风险：则是指由于市场价格变化而导致的头寸价值的可能变化。

（3）兑现风险：是指金融的兑现风险。它反映在一个公司能否将其非流动资产兑现的能力。发生这种情况可能是因为以下原因：

1）一个公司的信用评级下降导致交易伙伴不与之交易或不能获得贷款。

2）在经济危机、价格大幅波动或不可预测的情况下，整个市场的所有成员都同时面临兑现风险。

（4）信用风险：是指一个公司的交易伙伴不能按照合同承担付款的义务，导致该公司面临信用风险。

3.2　电力市场中的风险来源

电力市场风险主要来自以下几类：

（1）电力供应短缺：当电力供应短缺（由于长期计划原因或者如温度突然升高这样的短期原因）时，用户竞争获得有限的发电资源，就可能引起电价突然升高和大幅波动。好的市场机制和有效的风险规避手段有助于市场参与者减少由电力短缺带来的高电价风险。但是如果市场规则以及市场管制机构对这种情况下的市场没有好的条款和应对措施，反而会放大电力短缺产生的电力价格风险。加州 2001 年能源危机就是一个例子。

（2）输电约束：由于输电约束问题，可能导致一些预先制订的合同不能交割，从而使得交易双方或者支付高额阻塞费用，或者到现货市场中以更高的价格购买电力。

（3）价格信息不完全：如果没有正确和及时的市场和价格信息，也可能引起风险。例如，电力系统中大设备故障可能导致市场价格变化。或者一个对市场不了解的用户，以过高的价格购买电力会给市场一个错误的价格信息。

（4）金融市场信用：在电力金融衍生合同市场中，交易伙伴的融资能力以及信用不足，都可能带来潜在的风险。每个参与交易的实体都应该有认可的金融评级或者足够的资金。

（5）缺少经验：市场参与者缺少风险规避金融工具的使

用经验，也是一种产生风险的原因。风险规避工具有助于减少风险，但是错误地使用金融工具反而有可能增加风险，比如签订价钱过高的期货合同等。

3.3 电价波动及其风险

电价波动是电力市场中最常见也是最难预测的风险之一。导致电价波动有很多原因，我们这里只作简单介绍。

(1) 负荷波动：电力系统发电量和用电量的瞬时平衡特性使得负荷波动对电力系统运行有很大的影响作用。负荷波动可能由许多原因引起，例如突然的天气变化等。负荷预测的不确定性更加大了负荷波动对电价的影响。

(2) 燃料价格：燃料价格很大程度上决定了火电厂的发电成本。由于石油、天然气以及煤炭的价格波动不同，使用不同燃料的电厂在不同市场情况下的发电成本以及报价变化将不同。

(3) 水库存水：同样，水库的存水量也会影响水电机组的报价。在丰水季节和枯水季节，水电机组的报价可能会差别很大。

(4) 设备故障：设备突然发生故障会导致发电量短缺或者电力不能按计划输送，都可能导致短期的价格尖峰。

(5) 市场力：电力市场成员运用其市场力操控电力价格，也可能引起大的价格尖峰。

第 3 章　电力市场模型与计算方法

1　电力市场的分类模型、市场设计和技术系统结构

传统电力系统中，由于发电厂、调度、电网都是一个利益主体，电力系统调度在做经济调度时的主要目标就是最小化系统总运行成本，在这种情况下，电力公司的计划和运行部门有全部发电厂机组的成本曲线和各种经济参数。发电计划和调度问题就是简单的最小化全系统发电成本的数学优化问题，例如，传统的火电机组经济调度、水火电协调等问题。

在电力市场中，由于利益主体的分离，情况发生了很大的变化。首先，作为独立的发电厂，其各种经济信息，例如发电成本等，都成为商业秘密。电网调度运行机构无从确切知道各发电机组的成本。在有功电能市场中，市场运行机构在进行运行优化计算时，目标函数是最小化总支出费用，或者是最大化社会效益。在这个优化计算的过程中，由于发电机组的成本是不知道的，所以市场运行机构以发电机组或者发电公司提供的报价作为标准来衡量发电公司的发电成本。从发电公司的角度看，在市场中采用报价的方式可以使其更灵活地运用市场机制和报价手段向市场提供其是否愿意发电以及发电数量多少的信号。在不同的负荷情况下和不同时段，发电商可以提交不同的报价以最大化其经济效益。是否能收回发电成本已经不再是运行机构的责任，而是由发电公司在综合其所有发电机组的运行和成本情况下通过不同的报价策略来实现的。发电竞价策略和报价过程中涉及的原理将在第 4 章中讨论。

1.1　电力市场的分类模型

电力市场是指有竞争存在的、有买卖关系的电力交易环境。电力市场与一般商品市场不同的特殊性在于，电力不能存储，发电与供电必须同时完成，系统总发电功率必须随时与负荷保持平衡。因此，为了适应电力交易的这个特殊性，不得不把电力这个商品分割成几部分来出售或购买。过去在垄断经营时，一般要根据负荷预计制订年度发电计划、月度计划和日前计划，在市场运营方式下如果引入了竞争，就称为年度市场、月度市场和日前市场。如果在年度计划中不引进竞争机制而仍按计划安排时，就不能叫年度市场。

在制订了年度计划后，通常电网公司与各发电厂订立双边合同以保证电网有可靠的电源供应。这种双边合同在我国叫做年度合约。有时即使年度计划也在发电厂间竞价决定时，可叫做年度市场。

由于年度负荷预计的不确定性，每月应制订一次月度计划，作为年计划的调整和补充。月计划应采用竞价方式。

日前计划（又称现货市场）就是次日一天 24h 的发电计划，一般都由电网公司给出次日 24h 的负荷预计，各电厂（机组）上报每小时（或每半小时）愿意出售的电量和电价，电网公司（或电力调度交易中心）运用优化算法求出购电价最低的次日发电计划，下发各电厂（机组）执行。日前市场交易量虽然只占年度电量的 10%～20%，但却是最重要的市场。因为日前市场可以给出很多重要信号，如备用容量不足或线路过载（阻塞）等。

除了年度、月度和日前市场外，为了保持发电与负荷的平衡，还需要两个市场，即实时市场和平衡市场。实时市场就是在运行的 1～3h 前报价的可调整电量（包括增加和减少）和电价，以便平衡负荷的突然变化。平衡市场与此类似，是为了平衡在运行时发生的突然变化。

除了以上 5 个市场外，还有一个重要的市场，即辅助服务市场，这是为保证电网的运行质量所必须的。辅助服务包括以下内容：

（1）调峰服务（国外叫备用容量服务）。为了保证电网的安全运行，必须在运行时随时有足够的备用容量（美国要求备用容量不小于 12%，我国则要求备用容量应大于系统内最大机组容量或最大负荷的联络线跳闸时的容量）。美国更进一步规定，凡 10min 内能提供的增/减电量称为备用容量（即热备用），60min 能提供的增减电量称为替代备用（Displacement Reserve）。这些服务如果都自行报价并参加竞价时就都称为市场。

（2）调频服务。在我国就指 AGC 服务。我国一般为 AGC 服务付给一定的服务费。如果竞价，就可称为调频或 AGC 市场。

（3）无功服务。我国一般规定发电机无功应在规定范围内运行，不另付费用。但对于系统内维持电压稳定或功角稳定的设备应考虑适当付费。

（4）黑启动服务。这是为了系统大停电后加速恢复所必需的，应适当付费，以保证设备随时处于可用状态。

以上是我国比较通行的分类方法。国外一般把几天到一年的市场称为期货市场（Future Market）。一年以上的市场称为远期市场（Forward Market）。

1.2　电力市场设计

设计电力市场的目的是为了在保证电网运行可靠性的条件下，通过引进市场竞争原则，达到降低成本，提高效率，最终降低用户的电价（但是电价不应低于发电厂的平均运行成本和建设成本）。设计电力市场时要充分考虑电网的具体条件和地区差别，并保证公平竞争。一般原则如下：

（1）为了保证有可靠的电源供应，年度计划应占负荷预计电量的 75%～80%，并用合同方式与发电企业（厂）签约。

（2）由于年度负荷预计的不确定性，应当每月（或季）根据负荷的变化对月发电计划进行调整。月度计划的电量可占全年电量的 10%左右。月计划可采用竞价方式。

（3）日前发电计划是主要的交易市场。发电企业或独立发电厂（Independent Power Plant，IPP）是主要的市场成员。根据次日 24h 的负荷预计，各 IPP 向电网调度交易中心上报各时段（每小时或每半小时）的电量和电价。交易中心按照全网购电费最低的目标确定次日的发电计划和边际电价，下发给各 IPP 执行。

（4）为保证电网的安全和运行质量，辅助服务（包括调

峰、调频、无功、黑启动）是不可缺少的。辅助服务可以竞价，或根据服务贡献提供适当补偿。辅助服务应保证有足够的备用容量。

（5）发电计划的每个时段应进行安全校核，如发现有支路阻塞时，应当用阻塞管理程序消除阻塞。由于消除阻塞而引起的全网购电成本的增加应当由导致成本升高的市场成员合理负担。

（6）为了防止某个大容量发电企业（或 IPP）垄断电价，市场中应至少有 5 个发电企业（IPP），而且每个发电企业（IPP）的容量不得超过市场总容量的 20%。亦可用 *HHI* 指标来校验：

$$HHI = \sum_{i=1}^{N} S_i^2 \tag{6.3-1}$$

式中：N 为市场成员数；S_i 为发电企业容量对系统容量之比（百分数）。如果 *HHI* 值小于 1000，可认为该市场是竞争性的市场。如果 *HHI* 在 1000～1800 之间则认为市场可能有垄断或市场力存在。如果 *HHI* 大于 1800，则认为市场是高度垄断的。

1.3 电力市场运营系统结构

为了实现电力市场的各种功能，需要有一整套计算机软件和硬件系统才能实现，这套系统叫做电力市场运营系统。此系统的构成如下：

（1）合同管理和格式转换系统（Contract Management System，CMS）。此系统接受各发电机组的报价，转换成统一的格式，再传送给交易管理系统。同时也存储各发电机组的报价，年度和月度的计划与双边合同的大量数据，以备查询。

（2）交易管理系统（Transaction Management System，TMS）。此为电力市场的核心功能。TMS 根据 EMS 送来的日负荷预计和各 IPP 报来的一天 24h 的电量和电价，进行优化计算。求出每个时段的发电计划后，要用安全校核程序校验是否会出现阻塞。如有阻塞时，要调用阻塞管理程序消除阻塞并修改发电计划。求出的结果发布给各 IPP 执行。同时也传送给结算系统以便结算。

年度计划与月度计划的安排与此类似，但要简单一些。有水电的系统要考虑来水量的优化利用和梯级的约束条件。

（3）结算系统（Settlement and Billing System，SBS）。主要根据电能量管理系统送来的各机组各时段电度量进行结算。同时要随时与各时段的发电计划相考核。如果违约，则处以一定罚款。一般每天清算一次，清算结果送给各机组，但不结算。每月结算一次。如有争议，可查记录。

为保证计费的精度，各机组应装有 0.2 级以上的遥测电能表。

（4）发电厂报价系统（Generation Bidding System，GBS）。主要实现发电报价，接收电力市场调度交易中心下传的发电计划，浏览电网信息和市场信息。

GBS 应能计算机组的发电成本，根据信息发布系统发布的负荷预计和以前的电价历史数据和预期利润值推算预期的报价和风险，从而选出利润合理而风险较小的报价。

电力市场运营系统的典型示意图见图 6.3-1。

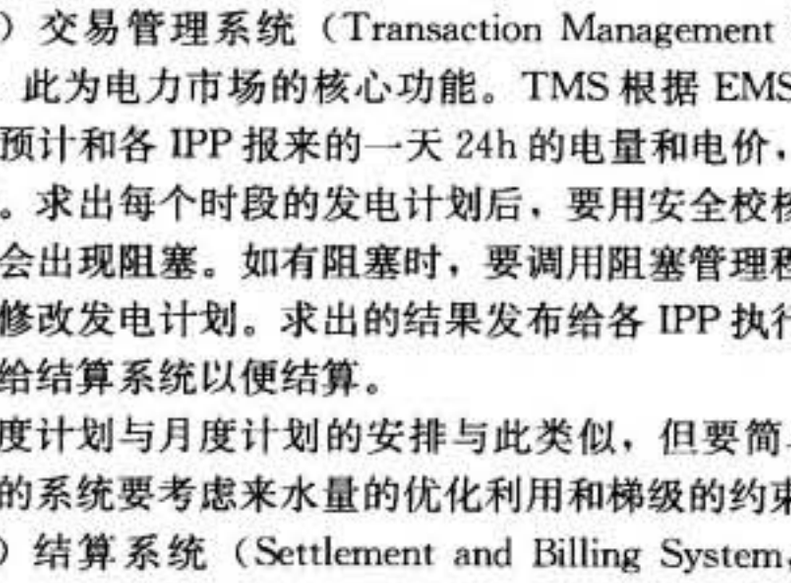


图 6.3-1 电力市场运营系统结构

2 竞价交易、阻塞调度、可用输电容量的数学方法

前面已经指出，虽然现货市场只占全年电量的一小部分，但它是最重要的市场，在这个市场上，要进行竞价交易、安全校核、阻塞调度的计算，给出次日一天 24h 的发电计划。为了交易各方能够了解和利用电网络的传输能力，还要公布输电线路或交易通道的可用输电容量。可用输电容量的计算通常应提前一天在信息发布系统上发布，以供发电企业在报价时考虑。以下将分别介绍这些数学方法。

2.1 竞价交易的数学方法

日前竞价交易计划的目标是在满足各种约束条件下的系统总报价成本最低。由于一天内负荷不断变化，所以日前计划必须考虑机组组合和开停机计划。这个问题可用各种优化方法求解。过去常用动态规划和拉格朗日松弛法（LR）求解。由于动态规划法在大系统的情况下速度太慢，现已少用。经过改进后的 LR 法速度快，精度高，曾被广泛采用。但在大系统中采用时发现有以下缺点：

（1）有时不能达到全局最优。

（2）难于处理梯级水电问题。

（3）难于考虑综合循环的燃气轮机问题。

混合整数规划法（Mixed Integer Programming，MIP）则适合于解决这些问题，因此在美国的多个 RTO/ISO 中得到采用。美国的标准市场设计（SMD）推荐所有 RTO 采用基于 MIP 法的机组组合方法。机组组合开停机计划的数学模型如下：

火电机组的目标函数为

$$\min \sum_{t\in T}\{\sum_{i\in I}[C_{it}(p_{it}) + S_{it}(x_{i,t-1}, u_{it}, u_{i,t-1})] + \sum_{j\in J} c_{jt}(x_{j,t-1}, p_{jt}, u_{jt}, u_{j,t-1})\} \tag{6.3-2}$$

式中：第一、二项表示火电厂的总报价费用；第三项表示水电厂的总报价费用。式（6.3-2）必须满足的约束条件有：

（1）水火电总发电量必须满足系统总负荷，即

$$gp_t = \sum_{i\in I}(p_{it}u_{it}) + \sum_{j\in J}(p_{jt}u_{jt}) - D_t = 0 \tag{6.3-3}$$

（2）水火电总备用容量满足系统总需求备用容量，即

$$gS_t = \sum_{i\in I}(R_{it}u_{it}) + \sum_{j\in J}(R_{jt}u_{jt}) - R_t^{req} \geqslant 0 \tag{6.3-4}$$

（3）火电机组出力上下限约束

$$\underline{p_{it}} \leqslant p_{it} \leqslant \overline{p_{it}} \tag{6.3-5}$$

（4）发电机最小开机时间约束

当 $1 < x_{it} \leqslant up_i$ 时，$u_{it} = 1$ （6.3-6）

（5）发电机最小停机时间约束

当 $-dn_i \leqslant x_{it} \leqslant -1$ 时，$u_{it} = -1$ （6.3-7）

（6）机组动态约束

当 $x_{it} \cdot u_{it} > 0$ 时，$x_{i,t+1} = x_{it} + u_{it}$ （6.3-8）

当 $x_{it} \cdot u_{it} < 0$ 时，$x_{i,t+1} = u_{it}$　　(6.3-9)

式中：C_{it} 为火电机组的报价；p_{it} 为电量；i 为机组编号；t 为时段号；S_{it} 为火电机组的启动成本；$x_{i,t-1}$ 为机组 i 在 $t-1$ 时段的停机时间；u_{it} 为状态变量，当机组 i 在 t 时段处于启动状态时，$u_{it}=1$，当机组 i 在 t 时段处于停机状态时 $u_{it}=-1$；C_{jt} 为水电机组的报价；I 为火电机组总数；J 为水电机组总数；R_{it} 为机组 i 在 t 时段的备用容量；R_t^{req} 为要求的系统总备用容量；$u_{it}^{\cdot}$ 为发电机最小开机时间；dn_i 为发电机最小停机时间。

当系统中有水电站时，除了有防洪、灌溉、航运等特殊要求外，也可以参加竞价。如果没有梯级关系时，可以与火电厂一样参加现货市场竞价。如果有梯级关系，可以作为一个等价的水电站参加竞价。竞价完成后，调度交易中心把市场清算价格和总的计划发电量下达给梯级水电站的调度中心，梯级发电公司再按以下的数学模型分配给各水电机组。

梯级水电站发电计划的目标是使交易日梯级水电站的总耗水量最小，并且在交易日结束时水库的储水量最大，即

$$J = \min\Big[\sum_{i\in I}\sum_{t\in T} Q_{it} - \sum_{i\in I}(\gamma_{i,T}\cdot V_{i,T})\Big] \quad (6.3\text{-}10)$$

维持梯级水电站的电能量平衡

$$q_t = \sum_{i\in I} q_{it}(Q_{it}, V_{it}) \quad t = 1,2,\cdots,T \quad (6.3\text{-}11)$$

式中：q_t 是梯级水电站在时段 t 所要求的总发电量。

利用乘子 λ_t 将式（6.3-11）合并到式（6.3-10）式中，就得到以下的目标函数

$$J = \min\Big\{\Big[\sum_{i\in I}\sum_{t\in T} Q_{it} - \sum_{i\in I}(\gamma_{i,T}\cdot V_{i,T})\Big] + \sum_{t\in T}\lambda_t\cdot\Big[q_t - \sum_{i\in I} q_{it}(Q_{it}, V_{it})\Big]\Big\} \quad (6.3\text{-}12)$$

对于给定的 λ 和 q_t，上式化为

$$J = \min\Big\{\Big[\sum_{i\in I}\sum_{t\in T} Q_{it} - \sum_{i\in I}(\gamma_{i,T}\cdot V_{i,T})\Big] - \sum_{t\in T}\lambda_t\cdot\sum_{i\in I} q_{it}(Q_{it}, V_{it})\Big\} \quad (6.3\text{-}13)$$

式中：Q_{it} 是发电流量；$\gamma_{i,T}$ 是水价；V_{it} 是水库容量；t 为时间段，$t=1,2,\cdots,T$，i 为水库号，$i=1,2,\cdots,I$。

约束条件：

（1）每个水库必须保持水流量平衡

$$V_{i+1,t+1} = V_{i+1,t} + Q_{i+1,t} - F_{i+1,t} - Q_{i,t-\tau} + S_{i,t-\tau} \quad (6.3\text{-}14)$$

式中：$F_{i+1,t}$ 是水库 $i+1$ 在时段 t 的天然来水量；$Q_{i,t-\tau}$ 是上一级水电站的发电流量（考虑上级水电站到下级水电站的水流流达时间滞后 τ）；$S_{i,t-\tau}$ 是上一级水电站的弃水水量（考虑上级水电站到下级水电站的水流流达时间滞后 τ）。

（2）水电站水流量的最大和最小值约束

$$\underline{Q_{it}} \leqslant Q_{it} \leqslant \overline{Q_{it}} \quad (6.3\text{-}15)$$

（3）水库容量的最大和最小值约束

$$\underline{V_{it}} \leqslant V_{it} \leqslant \overline{V_{it}} \quad (6.3\text{-}16)$$

（4）溢出水量约束

$$S_{it} \geqslant 0 \quad (6.3\text{-}17)$$

梯级水电系统的发电计划一般用网络流规划法求解，火电机组的发电计划一般用 LR 法求解。如果是水火电联合系统，用 LR 法比较复杂，近来一般推荐用 MIP 法求解。当用 MIP 法时，火电系统的目标函数与约束条件式(6.3-2)～式（6.3-9）需作如下修改

$$\min\sum_{t\in T}\Big\{\sum_{i\in I}[C_{it}(p_{it})k_{it} + S_{it}(x_{i,t-1}, u_{it}, u_{i,t-1})] + \sum_{j\in J} c_{jt}(x_{j,t-1}, p_{jt}, u_{jt}, u_{j,t-1})\Big\} \quad (6.3\text{-}18)$$

$$gs_t = \sum_{i\in I}(k_{it}R_{it}\cdot u_{it}) + \sum_{j\in J}(k_{it}R_{jt}\cdot u_{jt}) - R_t^{req} \geqslant 0 \quad (6.3\text{-}19)$$

$$k_{it}\,\underline{p_{it}} \leqslant p_{it} \leqslant k_{it}\,\overline{p_{it}} \quad (6.3\text{-}20)$$

式中：k_{it} 为开关变量，1 为开机，0 为停机，其余不变。

带安全约束的机组组合发电计划（Security Constraint Unit Commitment，SCUC）程序的简单框图如图 6.3-2 所示。虚线内为基于混合整数规划的 SCUC 程序。根据各机组的报价和机组参数，先进行每个时段的机组组合计算，每个时段都要进行安全校核。然后进行每个时段的经济调度计算，每时段也要进行安全校核。一天 24（或 48）时段的 SCUC 算完后，还要进行 $n-1$ 的安全校核。如果不合格，再返回 SCUC 程序重新计算，直到全部合格时为止。至于是返回到机组组合程序还是只要返回经济调度程序，取决于约束条件的修改量大小。

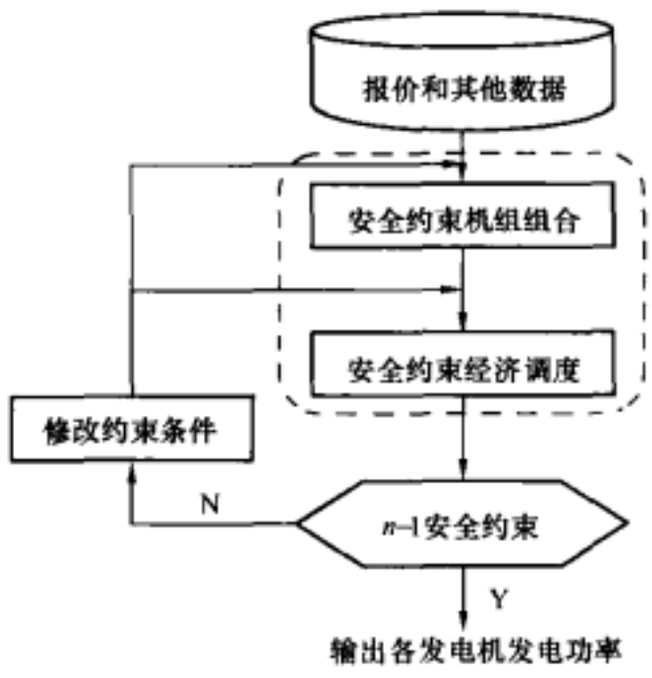


图 6.3-2　安全约束机组组合程序简化框图

2.2　阻塞调度的数学方法

当安全约束条件不满足时（例如支路过负荷或超过稳定极限），就要进行阻塞调度计算，消除阻塞。阻塞调度就是在满足线路约束的条件下，进行机组功率的再分配。考虑线路潮流阻塞约束时日前市场的目标是使以下的目标函数最小化（机组组合确定），即

$$\min\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{I} bcst_{it}(q_{it}) \quad (6.3\text{-}21)$$

系统的约束条件是水火总发电量满足系统总负荷

$$gp_t = \sum_{i\in I} q_{it} - D_t \quad t = 1,2,\cdots,T \quad (6.3\text{-}22)$$

发电机组发电功率上下限约束

$$\underline{q_{it}} \leqslant q_{it} \leqslant \overline{q_{it}},\ i = 1,2,\cdots,I, t = 1,2,\cdots,T \quad (6.3\text{-}23)$$

输电线路传输容量的约束

$$\underline{TF_{lt}} \leqslant TF_{lt} \leqslant \overline{TF_{lt}},\ l = 1,2,\cdots,L \quad (6.3\text{-}24)$$

输电线路的潮流 TF_{lt} 可按下式计算

$$TF_{lt} = \sum_{i=1}^{I} SF_{ilt}\cdot q_{it},\ i = 1,2,\cdots,I,\ t = 1,2,\cdots,T \quad (6.3\text{-}25)$$

以上式中：$bcst_{it}$ 是发电机组 i 在 t 时段的报价成本（每 MWh 的电费）；q_{it} 是机组 i 在 t 时段的报价电量；D_t 是 t 时段的系统总负荷；TF_l 是输电线路 l 的输送功率；$\overline{TF_l}$ 是输电线路 l 的输送功率上限；$\underline{TF_l}$ 是输电线路 l 的输送功率下限；SF_l 是输电

线路 l 的灵敏系数；t 为时段标号；l 为线路编号；i 为发电机编号。

线路阻塞问题一般可用拉格朗日松弛法或单纯形线性规划法求解。

2.2.1 阻塞成本的分摊

为了消除输电线路的阻塞，不得不减少送端系统发电机的发电功率，增加受端发电机的发电功率。通常受端机组的发电成本要高于送端机组的发电成本，这样就会使系统的总购电成本提高，这部分费用叫阻塞成本。问题是这部分阻塞成本由谁来承担？如果不另收费，就是说会造成交易中心的亏损。一种办法是把阻塞成本分摊给所有用户，英国就采用这种办法，叫做加价（Uplift），似乎不太合理。有些国家（如新西兰和澳大利亚）采用“节点电价法”，当没有阻塞时所有节点电价都相同，当有阻塞时各节点电价都不同。这个方法比较合理，因为成本高的机组节点附近电价也高。但是当节点多时，结算的工作量很大。

美国 PJM 系统先用经济调度程序求出各机组的功率，再用灵敏系数法求出各母线的电价。再把电价相近的一组节点合并成一个区，全系统分成了几十个区，减少了计算量。此法叫分区边际电价法（Locational Marginal Pricing，LMP）。由于美国 SMD 的推荐，美国大多数 RTO/ISO 都采用了这种方法。

以下将用一个简单例题说明计算 LMP 的方法。

设有一个 5 节点系统，由 6 条输电线和 4 台发电机组成，其网络结构、线路参数如图 6.3-3 所示。各发电机的容量和报价见表 6.3-1，不考虑线路约束的发电计划也示于图 6.3-3。

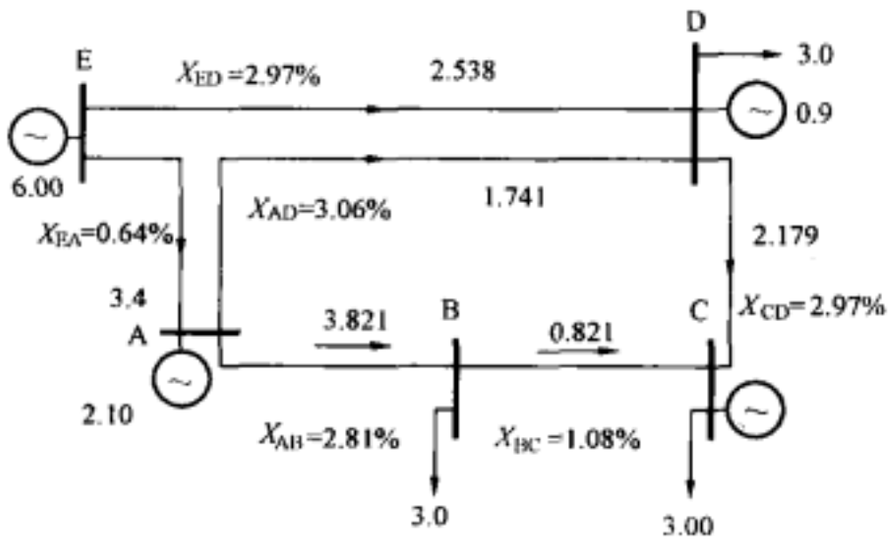


图 6.3-3 无约束潮流分布（交流）

表 6.3-1 发电机原始报价

母线号	发电机容量（MW）	报 价（$/MWh）
E	600	10
A1	110	14
A2	100	15
C	520	30
D	200	30

表 6.3-2 LMP 的计算结果

母线号	MW 新值	LMP（$）
A1	66	15.00
A2	110	15.00
B		21.14
C	0	23.51
D	124	30.00
E	600	10.44

但是线路 ED 的输送极限是 240MW，出现了阻塞。用阻塞调度求解后的结果示于图 6.3-4 内。各节点的电价 LMP 见表 6.3-2。

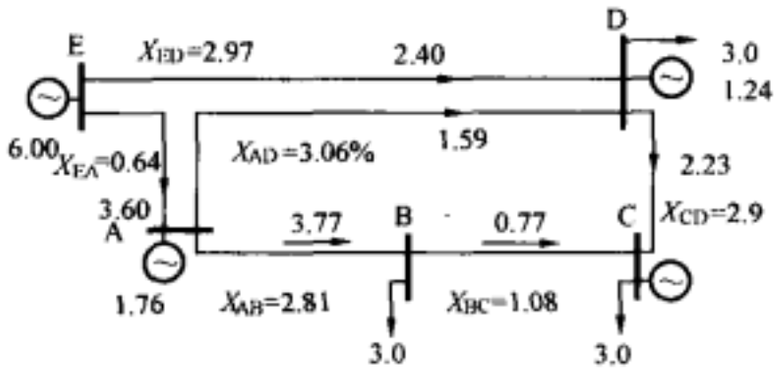


图 6.3-4 消除阻塞后的潮流分布

LMP 是根据灵敏系数计算出来的。灵敏系数的定义是：在每一个节点加一个微增负荷（例如 1MW）时从边际机组送来的负荷。在图 6.3-4 中可以看出，送端的 A 节点发电功率减少而受端的 D 节点发电功率增加，所以这两个机组为边际机组。灵敏系数是用安全约束调度程序算出的，该程序可用线性规划法求解。图 6.3-4 例题的灵敏系数值列于表 6.3-3 内，LMP 的计算公式是

$$LMP_i = \sum_{j \in J} (s_{ij} p_j) \tag{6.3-26}$$

式中：s_{ij} 为灵敏系数；p_j 为边际机组的电价。

表 6.3-3 灵敏系数计算结果

母线号	A	D
A	1.00	0
B	0.59	0.41
C	0.43	0.57
D	0	1.00

交换枢纽（Hub）就是一些特定的预先定义的节点的组合，在日前市场和实时电能市场中计算 LMP 时将使用这些节点。交换枢纽的价格是所有相关节点的 LMP 价格的简单平均。由于在阻塞系统中，不同母线的价格可能更难预测，使用多个节点来进行电力交割具有较大风险。将控制区域中一些有代表的节点组合在一起可以减少价格波动风险，并能在易于预测的交换枢纽提供一个价格信号。建立交换枢纽的另一个重要原因是为市场成员进行电能商业交易提供一个公共交易点。

每一个交换枢纽应该包含足够数量的节点，这样才能保证在任何时候都能计算出枢纽价格，并保证对于任何节点和一系列节点，如果该节点本身出现故障，或者其临近线路发生故障，交换枢纽点价格所受的影响会最小。换句话说，选择由哪些节点组成交换枢纽的原则是这些节点的 LMP 价格中阻塞成本分量最相近，而且能在枢纽节点得到稳定和更容易预测的价格。在枢纽节点组中不应该包括那些直接与负荷相连的节点，或者是一系列由一个利益主体或其相关实体控制的发电节点。

2.2.2 金融输电权

LMP 法很好地解决了为消除阻塞而引起的阻塞成本合理分担的问题。但当考虑长期双边合同时，问题又来了。有一类双边合同，即固定双边合同（Firm Bilateral Contract）规定送受双方传送的电量和电价都不能变。金融输电权（Financial Transmission Right，FTR）就是为了解决这个问题而产生的。FTR 就是用拍卖的办法出售某些容易阻塞线路的输电权，出价高的成员购到 FTR 后，如果该段线路发生阻塞时，不受电价波动的影响。这个办法不太科学，因为

市场成员不知道何处会出现阻塞（特别在复杂网络中），也不知道有多少成员要使用这段线路，所以通过竞标，交易中心可以得到额外的收入。解决的办法有：

（1）订立了固定双边合同的成员也按 LMP 法分摊阻塞成本，对于不经常发生阻塞现象的电网可采用此法。

（2）对订立了固定双边合同的成员预先或事后收取一定的阻塞费，而不用拍卖的办法。

2.3　可用输电容量的数学方法

可用输电容量（Available Transfer Capacity，ATC）就是电网在当前的运行方式下（包括已签订的双边合同在内），输电线路还有多少输送容量可用。因此，ATC 是在电力市场运行和规划中评估新加的双边交易是否可行的重要信息。ATC 可以提供系统安全和可靠性的指标，因此非常重要。ATC 还可以帮助市场成员确定其交易策略，为此一般要求把次日的 ATC 发布在网上，以便发电厂与用户签订双边合同时考虑和研究。

ATC 的定义是：

$$\mathrm{ATC} = \mathrm{TTC} - \mathrm{ETC} \tag{6.3-27}$$

TTC 是线路的总输电容量（Total Transmission Capacity），即线路的热稳定极限或暂稳极限，ETC 是现有的输电功率（包括已订货的双边合同）。ATC 还要经受 $N-1$ 故障分析的检验。

对于简单的网络，可以用一般交流潮流程序计算 ATC。但对于大型复杂电网，如用交流潮流法求 ATC 非常费时，通常用传输功率灵敏系数法（Power Transfer Sensitivity Factor，PTSF）来提高计算速度。常用的计算方法如下所述。

2.3.1　dc—PTDF（GSF）法

设任一条线路的正向潮流极限为 $P_{ij}^{\max}$，初始状态的潮流为 P_{ij}^{0}，则可定义分配系数 $\alpha_{ij,pq}$ 为由于线路 $p-q$ 中的交易值对 $i-j$ 线路潮流引起的变化。于是每条线路的边际可用输电容量可由下式求出

$$\Delta P_{ij} = \begin{cases} \dfrac{P_{ij}^{\max} - P_{ij}^{0}}{\alpha_{ij,pq}}, & \alpha_{ij,pq} > 0 \\ \dfrac{-P_{ij}^{\max} - P_{ij}^{0}}{\alpha_{ij,pq}}, & \alpha_{ij,pq} < 0 \end{cases} \tag{6.3-28}$$

于是从 p 到 q 的双边交易的 ATC 可由各 ΔP_{ij} 中的最小值确定，如

$$\mathrm{ATC}_{p\to q} = \min\{\Delta P_{ij}\text{：所有线路}\} \tag{6.3-29}$$

dc—PTDF（又称发电偏移系数，Generation Shift Factor，GSF）的求法如下所述。

发电偏移系数 GSF 表示母线 i 的发电功率变化对线路 m 的潮流的灵敏度

$$\alpha_{m,i} = \frac{\Delta P_m}{\Delta P_{Gi}} \tag{6.3-30}$$

式中：m 为线路号；i 为母线号；ΔP_m 是发电机发电功率在母线 i 上变化 ΔP_{Gi} 时在线路 m 中有功潮流的变化。

GSF 是用直流潮流法算出的。GSF 假设网络内无损耗，于是线路潮流功率变化对母线的净有功输入值的变化呈线性关系。此系数可用来估计由于发电功率或负荷的变化引起各线路的潮流分布的变化。

根据导纳矩阵和直流近似法的定义，GSF 可按式（6.3-31）求出

$$\alpha_{m,i} = \frac{\Delta P_m}{\Delta P_{Gi}} = \frac{X_{li} - X_{ki}}{x_m} \tag{6.3-31}$$

式中：l 和 k 为线路 m 的起始母线和终止母线；X_{li} 和 X_{ki} 为导纳矩阵的元素；x_m 为线路 m 的线路导纳；ΔP_{Gi} 是节点 i 上的发电功率变化。应用叠加原理，可以非常容易利用 GSF 来估算双边交易。此外，GSF 虽然与选定的参考母线有关，但是根据选定的双边交易而引起的潮流变化总是相同的。于是根据叠加原理，由于从电机 p 到负荷 q 的双边交易在线路 m 上的潮流可按式（6.3-32）求出

$$\begin{aligned} \Delta P_m &= \alpha_{m,p}\Delta P_{Gp} + \alpha_{m,q}\Delta P_{Lq} \\ &= (\alpha_{m,p} - \alpha_{m,q})\Delta P_{Gp} = \alpha_{m,pq}\Delta P_{Gp} \end{aligned} \tag{6.3-32}$$

在式（6.3-32）中假设电源与负荷值相等，$\Delta P_{Gp} = -\Delta P_{Lq}$，网损由缓冲机吸收，并且系统中所有发电机的总发电功率不变。

GSF 法计算速度很快，但缺点是当线路的 R/X 比较大时误差大。

2.3.2　交流功率传输系数法（ac—PTDF）

首先用 N—R 法求解基本方式的潮流分布，并保留其雅可比（Jacobian）矩阵以便计算 ac—PTDF。由于线路潮流是各节点的电压幅值和角度的函数，所以由于发电功率变化 ΔP_G 在线路 $i-j$ 中引起的有功功率变化 ΔP_{ij} 可由式（6.3-33）表示

$$\frac{\Delta P_{ij}}{\Delta P_G} = \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i}\frac{\partial \delta_i}{\partial P_G} + \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j}\frac{\partial \delta_j}{\partial P_G} + \frac{\partial P_{ij}}{\partial |V_i|}\frac{\partial |V_i|}{\partial P_G} + \frac{\partial P_{ij}}{\partial |V_j|}\frac{\partial |V_j|}{\partial P_G} \tag{6.3-33}$$

式中：$\dfrac{\partial \delta_i}{\partial P_G}$、$\dfrac{\partial \delta_j}{\partial P_G}$、$\dfrac{\partial |V_i|}{\partial P_G}$、$\dfrac{\partial |V_j|}{\partial P_G}$ 各项可由雅可比矩阵中的相关元素得出，其他项则须对 P_{ij} 项进行偏微分，即

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} = G_{ij}|V_i||V_j|\sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij}|V_i|V_j|\cos(\delta_i - \delta_j) \tag{6.3-34}$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} = -G_{ij}|V_i||V_j|\sin(\delta_i - \delta_j) + B_{ij}|V_i||V_j|\cos(\delta_i - \delta_j) \tag{6.3-35}$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial |V_i|} = 2G|V_i| - G_{ij}|V_j|\cos(\delta_i - \delta_j) - B_{ij}|V_j|\sin(\delta_i - \delta_j) \tag{6.3-36}$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial |V_j|} = -G_{ij}|V_i|\cos(\delta_i - \delta_j) - B_{ij}|V_i|\sin(\delta_i - \delta_j) \tag{6.3-37}$$

于是由于从 p 到 q 的双边交易在线路 i-j 中引起的潮流变化如式（6.3-38）所示

$$\begin{aligned} \Delta P_{ij} &= \frac{\partial P_{ij}}{\partial P_{Gp}}\Delta P_{Gp} + \frac{\partial P_{ij}}{\partial P_{Lq}}\Delta P_{Lq} \\ &= \left(\frac{\partial P_{ij}}{\partial P_{Gp}} - \frac{\partial P_{ij}}{\partial P_{Lq}}\right)\Delta P_{Gp} \\ &= \alpha_{ij,pq}\Delta P_{Gp} \end{aligned} \tag{6.3-38}$$

求得 $\alpha_{ij,pq}$ 后，代入式（6.3-28）即可求得由于从 p 到 q 的双边交易对线路 i-j 的边际可用输电容量，ATC 可由各 ΔP_{ij} 中的最小值确定，见式（6.3-29）。

3　市场组成、交易模式、市场交易和结算过程

3.1　市场组成

典型电力市场的成员由电力调度交易中心（简称交易中心）、独立发电厂（公司）（IPP）、配电公司、零售公司和大用户组成（见图 6.3-5）。阴影表示有多个单位。IPP 负责向交易中心出售电力。交易中心根据负荷预计和各厂的报价编

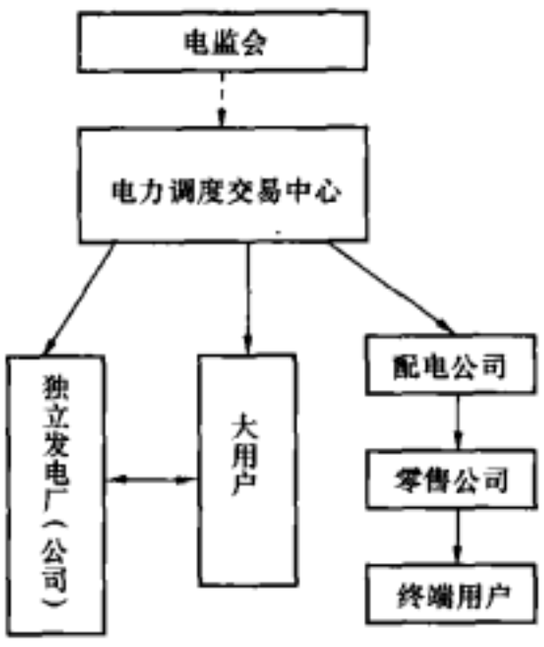


图 6.3-5 典型电力市场的组成

制全网购电费最低的交易计划（包括年、月、日前和实时计划），下发各IPP执行。各配电公司则从交易中心按边际电价（如有阻塞时按LMP）购电，通过零售公司卖给终端用户。大用户可以与IPP订立长期双边合同，也可以与交易中心订立双边合同。

这个框图大体上适用于相对独立的省级电力市场，也基本上适用于区域统一型电力市场，只是配电公司要换成省（市）级电网公司。

3.2 交易模式

电力市场的交易模式主要可分为两大类，即单一购买者（竞价）模式和双边合同模式。

3.2.1 单一购买者（竞价）模式

这种交易模式常用于日前市场，也可用于实时市场和月度市场。一般不推荐在年度计划中采用全电量竞价方式，因为年度计划包含全年约80%的电量，如果竞争失败，可能有些发电厂会破产。

（1）日前市场。在日前市场中，各IPP向交易中心上报次日24h各时段愿意出售的电量和电价。报价的目标是回收发电的成本，再加上适当的利润。IPP当然希望利润越高越好，但是报价太高会有竞价失败的风险。如何在风险较小而利润尽可能大的情况下报价，将在第4章中阐述。交易中心的目标则是根据次日的负荷预计以全网购电成本最低的条件下购买足够的发电量和备用容量。日前计划的具体算法见2.1节（竞价交易的数学方法）。由此可见，IPP与交易中心的目标是相互矛盾的。如果有部分IPP利用一些管理上的漏洞（例如故意平时有电不发，高峰负荷时抬高电价等）谋取不正当利润，这叫做市场力。市场力破坏公平竞争原则，必须防止。

（2）实时市场。实时市场就是在运行的1～3h前由发电厂报价的可调整电量（包括增加和减少）和电价，以便平衡负荷的突然变化。发电厂的报价曲线如图6.3-6所示。由图中可见，当增加发电功率时要付费，减少发电功率时也要付费。

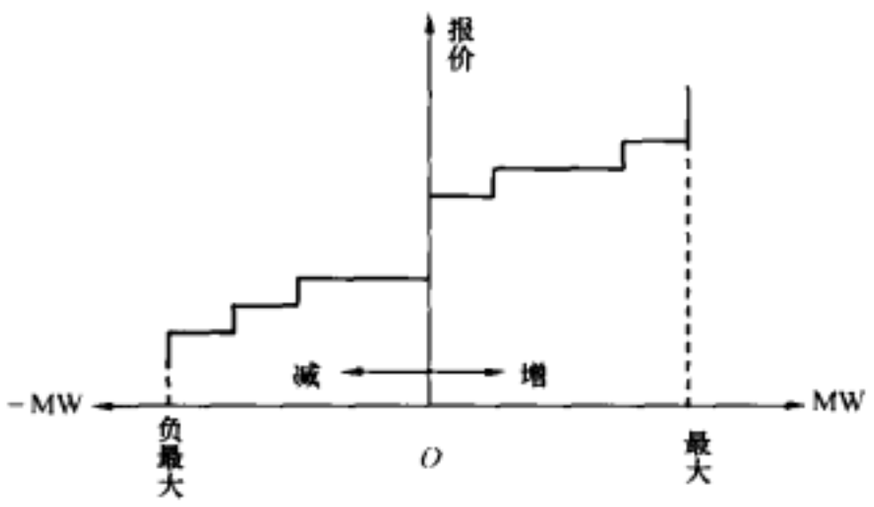


图 6.3-6 调整量报价曲线

交易中心根据超短期负荷预计发现负荷与日前计划的预计负荷相差较大（例如超过2%～3%）时，就要调整各发电机的发电功率。

当需要增加发电功率时，目标函数是使发电功率与负荷平衡所需的调整量报价之和最小

$$\min\sum_{g=1}^{G}\int_{0}^{BMW_{gt}} BP_{gt}(BMW_{gt})\cdot \mathrm{d}(BMW_{gt}) \tag{6.3-39}$$

式中：BMW为所报的功率调整量，MW；BP为报价；G为参加调整的电机数；g为电机号；t为阶梯号，$t=1$，2，3。

约束条件包括：

能量平衡条件

$$LF_1 - \sum_{g=1}^{G} SMW_{gt} = \sum_{g=1}^{G}[BMW_{gt}\times(1+NF_{gt})] \tag{6.3-40}$$

发电机调整量极限

$$0 \leqslant BMW_{gt} \leqslant BMW_{\max_{gt}} \tag{6.3-41}$$

线路潮流极限

$$PF_{lt\min} \leqslant PF_{lt} \leqslant PF_{lt\max} \tag{6.3-42}$$

式中：LF_1为前1h（或0.5h）的超短期负荷预计；SMW是日前计划在该时段的发电量；NF是该发电机对应的网损系数；$BMW_{\max}$是最大调整量；PF是线路潮流；l是线路号。

线路潮流可按分布系数法计算如下：

$$PF_{lt} = SPF_{lt} + \sum_{g=1}^{G}(DF_{glt}\cdot BMW_{gt}) \tag{6.3-43}$$

式中：SPF_{lt}为日前计划的计算潮流；DF_{glt}为发电机g对线路l的分布系数。

当需要减少发电功率时，目标函数为求下式的最大值，即

$$\max\sum_{g=1}^{G}\int_{0}^{BMW_{gt}} BP_{gt}(BMW_{gt})\cdot \mathrm{d}(BMW_{gt}) \tag{6.3-44}$$

约束条件包括：

能量平衡条件 $LF_1 - \sum SMW_{gt} = \sum_{g=1}^{G}[B_{MW}\cdot(1+NF_{gt})]$

发电机调整极限 $BMW_{\min_{gt}} \leqslant BMW_{gt} \leqslant 0$ (6.3-45)

线路潮流极限

$$PF_{lt\,\min} \leqslant PF_{lt} \leqslant PF_{lt\,\max} \tag{6.3-46}$$

以上方程可用拉氏松弛法（LR）和Dantzig—Wolfe分解法求解，详见参考文献[11]。

辅助服务交易可以用单一购买者模式，参加日前市场竞价，也可以提供定价服务（如备用容量和AGC，黑启动）或无偿服务（如无功），由市场具体条件决定并报电力监管机构批准。

3.2.2 双边合同模式

为了保证供电的可靠性，根据国外经验，80%以上的电量应当由用电单位与发电公司或交易中心签订长期双边合同（简称合约）。这是一种很重要的交易方式。我国有些交易中心在订年度计划时采用了双边合同模式，就是根据全年的负荷预计，按一定比例分配给各IPP，并与各IPP签订双边合同。由于年度合约电量约占全年电量的80%，如果采用竞价方式，可能有一些发电厂会濒临破产，所以不推荐在年度计划中采用竞价方式（但可部分电量竞价）。

我国目前双边合同的经验还不多，大用户与发电厂直接订立双边合同刚开始试点。国外近几年研发了几种双边合同

的经验可供我国参考。研究这些双边合同模式的目的主要是为了规避风险。例如，用电方主要担心订了期货或远期合同后，发现合同电价可能比现货电价还高，受到损失。发电方则担心燃料费用可能涨价而受损失。有些方式甚至交易中心也能利用。双边合同一般按时间长短可划分为：期货合同，即一周、一月、一季或一年的合同；远期合同，即一年以上的合同。现货通常采用单一购买者模式。双边合同的主要模式如下：

（1）固定电价与电量的合同。这是最基本的双边期货合同。订了这种合同后，发电方必须在一段时期按固定的电价传送固定的电量至指定的地点。用电方可以保证按固定电价购得固定的电量，但当现货电价低于固定电价时，将损失一些利润。这种合同比较常用，但缺点是缺乏灵活性。

（2）差价合同（Contract for Difference）。我国也常用这种合同。事先购售双方要协商好一个成交价（Strike Price）和起止时期，在此时期内如果现货价高于成交价，电厂将按超过的差价付电费给用户。如果现货价低于成交价，用户将按不足的差价付电费给发电厂。差价合同可以给发电厂提供稳定的收入，给用户提供稳定的成本（见图 6.3-7）。

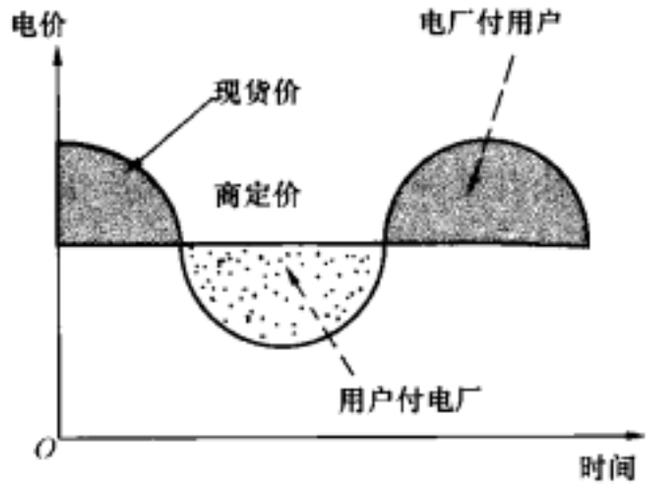


图 6.3-7　差价合同示意图：当现货电价大于商定价时，电厂付用户；当现货电价小于商定价时，用户付电厂

（3）购电期权合同（Call Option Contracts）。这种合同允许用户有权在一段起止时期内按商定的电价从电厂购买一定数量的电量，但要预付一定的定金。如果到时用户不买，则定金不退还。于是用户付给发电厂的费用应按下式计算：

$$\max(S_t - k, 0)$$

式中：S_t 为现货电价；k 为每度定金价。

这种合同也常用，例如，可以用来购买企业自备厂的黑启动服务或后备电源，也可以用于长期购电合同。例如，用户想购买一年后一个月的电量，但不知道一年后的现货电价会如何变化，他就可以订一个购电期权合同，一年后如果现货电价低于商定价，他可以不买，只损失定金。

（4）售电期权合同（Put Option Contracts）。这种合同与购电期权相反，允许发电厂有权在一段起止时期内按商定的电价向用户出售一定数量的电量，但要预付一定的定金。如果到时候不卖，则定金不退还。

（5）跨市场合同（Cross-market Contracts）。发电厂往往希望现货电价与燃料价挂钩，以规避燃料价波动的风险。为此用户可以与发电厂订一个差价购电期权合同，就是说用户有权按热耗乘燃料价的值购买电量，而不是必须买。于是到合同截止期为止用户可能省下的电费可按下式计算：

$$R = \max(PE - KH \cdot PG, 0) \qquad (6.3\text{-}47)$$

式中：PE 为现货电价（每度）；PG 为燃料单价；KH 为单位燃料价转换为单位电价的比值。

为了规避风险，有些电厂（例如燃气机组）也可以与用户签订电—燃料差价售电期权合同。

（6）上限，下限和上下限（Caps，Floors，Collars）。这种合同是为了在一定程度上对市场成员提供保护。上限合同就是为用户设定一个最高价，如果现货电价超过了最高价，则用户只需付上限价。下限合同与此相反。上下限合同是把电价波动限制在一定范围内。例如，当现货电价低于下限值时，发电方仍可按下限值售电，而购电方必须按下限值购买。反之，如果当现货电价高于上限值时，发电方必须按上限值售电，而购电方可以按上限值买电。

（7）阶梯式合同（Ratchet Contract）。这也是一种购电期权合同。当用户发现将来的负荷增长将超过预期时，可以按一定步长增加预购电量，相应的定金也要增加。

（8）可调整购电期权（Swing Option）。这种合同允许购买者可以在一定的范围内调整购买的电量，但是在 $T_1 \sim T_2$ 的时期内合同的总电量 $\int_{T_1}^{T_2} D_t \mathrm{d}t$ 和瞬时电量 D_t 要受到以下的条件约束：

$$P_{\text{low}}(t) \leqslant D_t \leqslant P_{\text{up}}(t), \forall t \in [T_1, T_2] \qquad (6.3\text{-}48)$$

$$E_{\text{low}} \leqslant \int_{T_1}^{T_2} D_t \mathrm{d}t \leqslant E_{\text{up}}$$

式中：E_{low} 和 E_{up} 为欲购电量的上下限；P_{low} 和 P_{up} 为瞬时功率的上下限。这些上下限可根据经验确定。

以上的双边合同模式可供我国大用户与发电厂签订双边合同或其他合同时参考。

3.3　市场交易与结算过程

以某个国外 ISO 的日计划为例，其市场交易过程大致如下：

（1）每天上午 10 点以前，各 IPP 和用户（配电公司）把下一天的购电/售电标书发送给 ISO。

（2）ISO 根据各用户/IPP 报来的标书和明天的负荷预计，在 10 点开始安排下一天的日计划。

（3）ISO 在上午 11 点发布日计划的建议。

（4）各 IPP/配电公司在 12 点以前可以对日计划提出意见，双方进行协商。

（5）下午 1 点决定明天最终的日计划，并发布给各 IPP/配电公司。

结算过程如下所述：

日计划应当每天清算（出清），内容包括：根据电能表的遥测值计算每天应付给每个机组或发电公司的购电费，如果与计划值相比较超过了规定的偏差，则应扣除违约罚金。还应当计算应付给该机组的有偿辅助服务费，以及容量成本。清算结果要发送给每台机组或发电公司，以便核对，但不实际支付。清算的结果每天累加起来，满一个月后再一次付清，叫做结算。

用户/配电公司的计费要根据每时段电能表遥测值和边际电价算出一天的购电费，加上应负担的网损和输电费。购电费也是每天清算一次，每月结算一次。

4　电源充裕度、输电规划与输电成本的回收

4.1　电源充裕度

4.1.1　电源充裕度的重要性

在各国开始进行放松管制的改革时，往往对现货市场的改革比较重视，而忽视了长期的电源规划。由于新电厂的建

设或旧电厂的扩建需要时间（一般投入火电厂约需3年，水电厂可能需要5年以上），所以当发现备用电源不足时，再建新电厂已经来不及了，不少国家都有过惨痛的教训。例如，美国加州2000～2001年的能源危机使批发电价猛涨近10倍，两家大电力公司几乎破产，并且用户不得不经受轮流停电的损失。有些以水电为主的国家如巴西、挪威、新西兰等国由于遇到旱灾，都受到过能源短缺的困扰。我国也曾由于经济发展太快而电源建设跟不上，受到2003～2005年严重缺电的袭击，对我国经济和人民生活造成巨大损失，至今记忆犹新。但是，不仅缺电会对经济造成损失，电源过多.也会造成浪费。例如，美国东部就曾出现过由于电厂太多，有些电厂因竞争失败而导致破产。我国也曾在1998～2000年出现过“二滩电站现象”，即由于有电发不出而造成弃水190亿kWh的浪费。尽管主要原因是由于电费不合理，但是当时电源充沛也是造成弃水的客观条件之一。

为了防止系统出现缺电或电源过多造成的损失，近几年国外对电源充裕度（Resource Adequacy）的研究非常重视。所谓电源充裕度就是如何利用经济手段来进行合理的电源规划，以吸引发电公司投资。本小节将介绍几种现有的主要方法，分析其优缺点，并提出可能对我国比较实用的电源充裕度方法。

4.1.2 对几种现有的电源充裕度方法的分析

为了利用经济手段解决我国今后的缺电问题，研究一下各国已有的解决电源充裕度问题的经验是有益的。比较常用的办法是向发电厂支付容量费，而各国的经验又各有不同。

（1）容量契约法，主要在美国东部（PJM，NYPP，New England）应用。这种方法由RTO或ISO用传统方法作电力系统规划，确定备用容量的要求。各供电公司（LSE）必须按月按比例缴纳容量费。发电商可以进行备用容量的交易。不足的容量可在市场上拍卖。这个办法的缺点是：容量费用太低，以至于对投资商没有吸引力（例如新英兰系统有41%容量的发电商亏损）；对容量的预计太短期，不足以影响电厂的规划。这种方法在美国东部可能适用，因为这些电网的备用容量相当大，而且负荷增长慢。但对我国则不适用，因为条件不同。

（2）鼓励投资的容量电费，主要在英国（旧系统）、阿根廷、秘鲁、西班牙等国应用。RTO向各发电厂按照可用率、技术、负荷损失概率（LOLP）和负荷损失价值（VOLL）计算容量费。此容量费与系统边际电价相加后，作为付给发电商的购电费。这样做是为了鼓励发电商在预计负荷的水平之上留有足够的备用容量，以便应付负荷的突然变化或失去一台发电机。缺点是：虽然鼓励投资，但不保证建厂后一定能卖电盈利；可能造成容量费过高而电量费过低；未能利用用户侧的反应。与第一种相同，未能考虑长期（3～5年）的负荷需求。

（3）利用购、售双方订立长期双边合同的方法来鼓励发电商建新电厂。这种方法在巴西应用。巴西认为，只要100%的负荷都订了双边期货合同，供电可靠性就有了保证。于是政府要求，所有的用电部门必须根据本地区的负荷预计签订95%～100%的长期期货合同；由于建电厂需要时间，预订的购电合同可以是3年或5年后的；电价是在所有的预计负荷加权总和后，向各发电公司拍卖来决定的。发电公司必须提供充足的备用容量。执行合同时，多余的或不足的电量可以转让。

存在问题是：由于负荷变化率的不确定性，通常用电单位为了少承担发电充裕度的费用，倾向于低估预计的负荷需求。因为万一将来发生缺电情况时，整个系统同样受损失，并不明确哪一个用电单位由于低估了负荷需求而应多承担责任。还有一个问题，即如果整个系统的负荷增长过慢，多订的负荷卖不出去，应由谁来承担这样的风险?

（4）第四种容量电费主要考虑能逐年偿还机组的平均建设成本，不论该机组是否开机。它的大致算法如下：

$$\text{容量电费电价} = \text{容量电费} /(\text{可用容量} \times \text{年可用小时}) \tag{6.3-49}$$

其中：

$$\text{容量电费} = K \times (\text{折旧费} + \text{电厂应偿还的投资}) \tag{6.3-50}$$

$$\text{折旧费} = \text{容量} \times \text{单位造价} \times \text{折旧率} \tag{6.3-51}$$

如果利息按复利计算，分n年偿还本利，则

$$\text{电厂应偿还的投资} = \text{贷款余额} + \sum_{i=1}^{n} \text{贷款余额} \times \left(1 - \frac{i}{n}\right) \times (1 + \text{利息})^n \tag{6.3-52}$$

K = 实际平均利用小时 / 设计平均利用小时

可用容量 = 额定设计容量

年可用小时 = 8760 − 不可用小时(如检修、非计划停运等)

在全系统选出几个典型电厂加以平均，即得出每年每千瓦的平均容量费（元/年/kW）。

分摊到每个机组的年容量费=平均容量费×可用率×机组容量

年容量费可以按月或按天发给各机组。

这个方法的好处是发电厂不必担心破产，即使不发电，也有一定收入。如果在市场上多卖电还可以多赚钱。这种方法正在我国有些电网试用。我们是发展中的社会主义国家，不能像发达国家那样，由于实现了电力市场而造成部分电厂破产。缺点是比较有利于老电厂，对于投资建新厂的吸引力不够。

以上四种方法都各有缺点。以下将提出两种新的方法。

4.1.3 基于购电期权（Call Option）的电源充裕度

这种方法的基本思路是：由于投资建电厂或扩建旧厂都需要时间，最好由供需双方订立三年以上的远期双边合同。但由于长期负荷预计很难准确，从购电方来说要承担预计负荷不足而造成缺电的风险和电价风险；从发电方来说要承担建了新电厂而卖不出电和燃料涨价的风险。这样的风险要靠远期双边合同和经济上的对冲（Hedge）机制来解决。为了使合同的购电方尽可能少受电量市场的干扰，可以用一个“单向购电期权”（Backup Call Option）合同来实现。这个合同的商定价要足够高，否则购电方还不如订一个固定电价和电量的双边合同以规避风险。单向购电期权的示意图见图6.3-8。若现货电价高于商定价，则按商定价付电费；若现货价低于商定价，则购电户有权不买。

也就是说买方有购买合同电量的权利，而不是义务。由于购电期权只提供购电的权利而不是义务，买方可用来获得超过预计最大负荷的备用容量。每个购电单位必须购买大于合同期间本地区的最大负荷加上规定的备用容量。由于很难精确预计长期负荷。所以应当允许每月调整预计负荷，而且有多余的容量还可以出售。另外，由于购电方与发电公司往往不能一对一地配对，通常应由交易中心（RTO/ISO）汇总各购电单位的需求后统一向各发电公司竞价拍卖，然后由各购电单位与发电公司订单向购电期权或长期双边合同。

成交价必须低于现货价的（由电监会规定的）上限。因

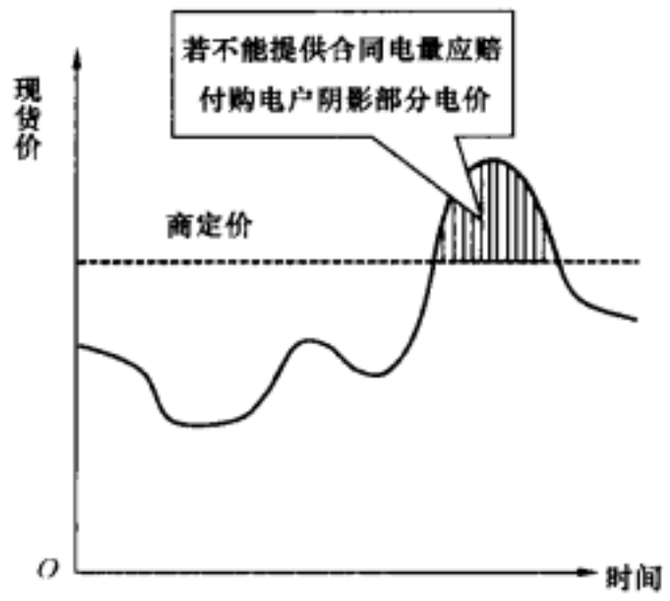


图 6.3-8　单向购电期权示意图

为如果发电公司不能按合同的规定义务提供电量，就要按清算价与成交价之差偿付罚金。

对于有大量水电的系统，为了防止当遇见旱灾时不能提供合同规定的发电量，应当鼓励水电站与没有订单向购电期权的火电厂订立合同，当容量不足时提供补充电量。这个方案将在美国 ERCOS 电力市场试用。

这个方案显然比较有利于购电方。例如，如果购电方有权购电而实际上不买或少买，发电方就要承担建了厂而窝电的风险，而且当现货价低于成交价时购电方可以从现货市场买，而当现货价高于成交价时，售电方只能按成交价收费。万一由于某种原因不能完成合同义务时，购电方可以不受损失而售电方将被罚款，这不够公平。此外，如果部分购电单位报的负荷预计过少，当发电容量不足时所有购电单位都有被拉电限负荷的危险。应当进一步细化，使双方都分担部分风险。

4.1.4　改进的购电期权法

前一节中的单向购电期权法显然比较有利于购电方而不利于售电方。本节将试图找出一种对双方都有约束力，而尽可能公平的方案。

由于建电厂的投资大，回收周期长，所以从发电投资人的观点来看，希望建了厂就能多卖电，如果建厂后赚不到钱，他是不会投资的。从用户的观点来看，由于中长期负荷预测很难准确，所以希望备用越多越好，从而保证供电的可靠性。但如果建了过多的电厂而负荷增长不快，发电商就不能及时收回投资，投资人就没有积极性投资建新电厂。因此，为了解决这一对矛盾，必须找出应由谁来合理分担风险的办法，来鼓励发电商投资建厂。

解决电源充裕度的方法必须满足以下要求：

(1) 必须对投资人建电厂有吸引力。换句话说，当投资人建完新电厂后，应当不仅能回收投资，投资方和发电商都能得到合理回报。

(2) 由于中、长期负荷预计的不确定性，投资的风险应由购、售双方合理分担。

(3) 由于中、长期负荷预计的不确定性和计划检修，在规划将来的发电容量时，必须留有足够的备用容量。

(4) 应在区域电网的范围内考虑电源充裕度问题，同时应校核省间联络线的通过能力。如建新电厂或扩建旧电厂时，应配套进行电网规划。

(5) 在规划新电源时，应优先考虑环境和可持续发展。

看来比较好的方案是采用 3.2.2 节介绍的双向购电期权法，就是说，购电方在签订购电期权合同时，要预交一定的定金，如果在合同执行期间不买或少买电量时，将扣除定金的一部分或全部。同时，参考美国《标准市场设计》建议的方法使每个用电单位和发电商都合理承担一定的责任，分担一定的风险。这样才能使双边合同的方案得到落实。具体做法是：

(1) 区域电力市场要求各省调度部门及大用户作出 3 年或 5 年的远期负荷预计（包括年度电量预计与年度最大负荷预计），并报区域电力调度中心。

(2) 区域电力市场汇总各省的负荷预计，作出全区的 3 年或 5 年需要增加的发电负荷，加上足够的备用容量，向各发电公司招标（也可以用协商方式），决定后由各省和大用户与发电公司订立双边合同。合同应包括 3 年或 5 年后一年的 90%～95%用电量和成交电价（其余的电量可在现货市场购买）。国外或境外的发电商也可以参加竞标。

(3) 在确定了区域的负荷预计后，为了保证系统的可靠运行，需要确定系统的备用容量水平。通常中期负荷预计的误差可能达到 10%左右，此外还要考虑计划检修和故障检修的容量。我国 SDJ 161—1985《电力系统设计技术规程》规定："系统的总备用容量不得低于最大发电负荷的 20%"。美国 FERC 的《标准市场设计》则建议区域电力市场的备用容量水平为 12%、15%、18%可选。由于水电受气象影响较大，多水电的系统的备用容量可以选大一些。我国的负荷增长速度比发达国家快得多而不确定性更大，所以按 20%的备用容量作系统规划是合适的。

(4) 由于长期负荷预计的不确定性，应当允许用电单位逐年修正负荷预计，并修改购电期权合同中的购电量。在修改购电量的同时，也应当修改定金的数量。建议可采用 3.2.2 节中的阶梯式购电期权合同，在初订合同时确定。

(5) 为了减小燃料价格波动对发电成本的影响，可采用跨市场合同的方式，购电期权合同中的成交价与燃料价挂钩（详见 3.2.2 节）。

(6) 为了防止用电单位少报预计负荷量以致将来造成全系统缺电的后果，建议采取以下措施：

1) 确定一个系统运行备用容量水平。根据 DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》2.1.3，"在正常运行方式下，系统中任一元件（发电机、线路、变压器、母线）发生单一故障时，不应导致主系统非同步运行，不应发生频率崩溃和电压崩溃。"因此，运行备用应大于系统中的最大机组容量，或是从跨区联络线输入的最大负荷。此外，还应加上日负荷预计的最大误差。所以运行备用容量应约为系统日最大负荷的 8%～10%。

2) 当系统在有足够的运行备用容量下运行时，一切正常（见图 6.3-9）。如果系统在低于运行备用而发电仍能满足最高负荷的情况下运行时，应给出一定信号。建议检查各用电单位的实际负荷。如果某用电单位（省或大用户）的实际负荷大于该单位预计的最大负荷时，则该单位应负担超出部分的备用容量费用，直到实际负荷小于预计最大负荷为止。如果有两个以上的用电单位的实际负荷都超过预计最大负荷时，则各按超出的比例分担备用容量费（见图 6.3-10）。

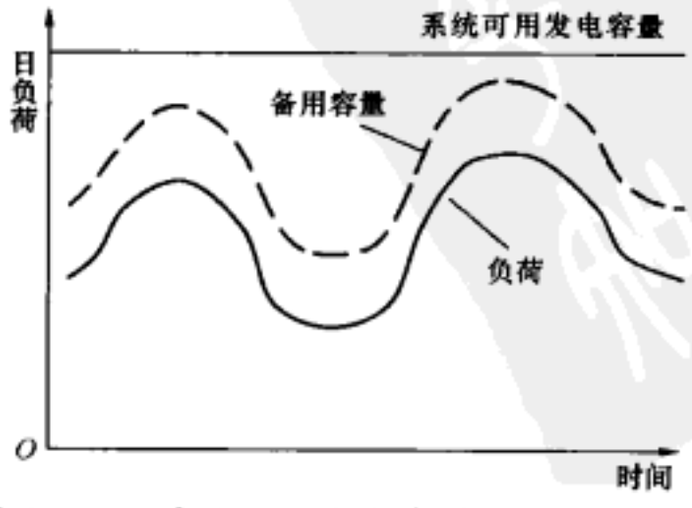


图 6.3-9　系统可用发电容量大于备用容量

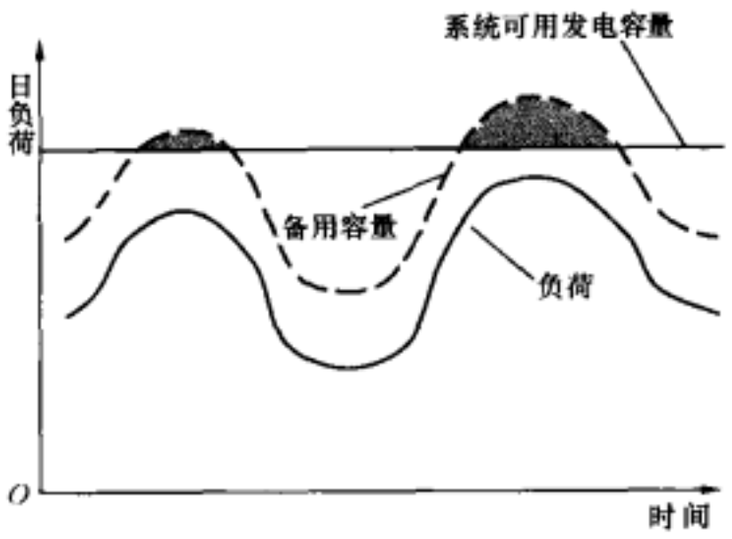


图 6.3-10 备用容量不足但发电容量仍大于最大负荷

3）如果负荷增长过快，以致超过系统可用发电容量，而不得不切负荷时，则按实际负荷超过（合同规定的）预计最大负荷的用电单位的比例切负荷，直到系统的总发电功率与总负荷达到平衡（见图 6.3-11 阴影部分）。这样做的目的，是使各用电单位（省或地区）对本地区的负荷预计量负责，如果负荷增长超过了预计负荷，则负荷增长较快的用电单位要多切负荷，而负荷不超过预计的省或地区可以不切负荷。

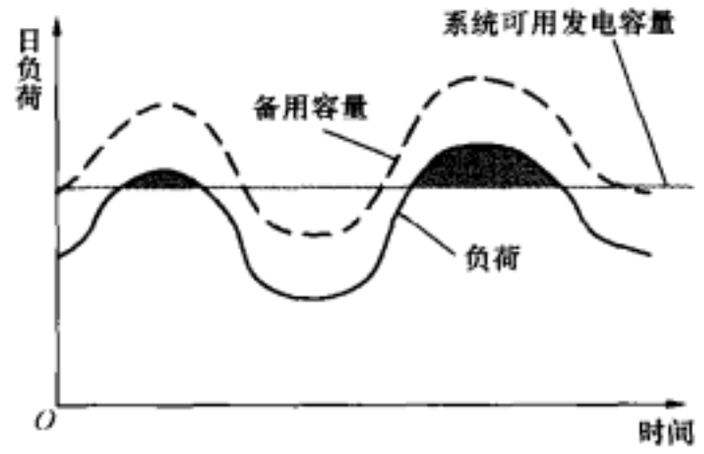


图 6.3-11 最大负荷超过系统发电容量

（7）但是负荷预计也不能报得太多。如果负荷报得太多而到时候没有那样多负荷，发电公司就要少赚钱。所以在订立双边远期合同时对双方都要有约束力。如果合同规定的负荷用不完，购电单位可以转让。如果卖不掉，则购电单位要被扣部分定金款。对发电公司来说，如果不能按时按量向购电单位提供电力，可以向其他发电公司购买，否则也要向购电单位赔付现货价与商定价之差的违约金（为了防止水电厂遇到长期干旱而不能按合同提供电力，应与火电厂订双边长期购电期权合同）。

（8）前面已经提到（见 4.1.2，第 4 种）为了偿还电厂投资的容量费，除了购电期权合同外，这笔费用仍然需要提供。它包括了系统的所有新老电厂。一方面是为了避免有些效率低的老厂破产，另一方面也为系统的安全运行提供了足够的备用电源。因此，这笔费用应当由购电单位按用电量的比例逐年或逐月分担。

4.2 输电规划与输电成本的回收

在电力系统实现电力市场改革以前，输电规划总是与电源规划配套进行的。这是因为建了新电厂或扩建旧电厂以后，总需要建适当的线路把功率送出去。在实现了电力市场改革以后，输电规划与改革前基本上没有什么不同，也要设计几个不同的走线方案，经过技术经济比较，选择一个最优方案。然后通过招标方式确定由哪个输电建设公司来承建。与以前不同的是要考虑哪些地方会经常出现阻塞，设计方案时应考虑如何增强某些地段的输电容量以便消除阻塞。

在电力市场条件下，建设新线路的费用不再由国家或地方投资，而是由投资方投资。由于线路投资庞大，可能有几家电网公司或银行联合投资，也可能是外国公司投资。不论谁投资，输电成本必须在一定时期内回收，否则没有一个资方会愿意投资。另外，输电线的运行与维修费用也必须包括在输电费内。因此，如何科学地、合理而公平地回收输电成本是电力市场必须解决的问题。本节将介绍几种国外电力市场常用的输电费计算方法，和在我国电力市场推荐采用的方法。

4.2.1 计算输电费的原则

在电力市场的条件下确定输电费算法时应大致按以下原则：

（1）有利于提高日常运行的效率。

（2）补偿建设线路时的贷款、设备折旧费并留有一定的利润作为未来扩展新线路的投资。

（3）给出长期和短期的经济信号。

（4）公平分摊给所有使用输电线路的成员，照顾各方的利益。

（5）公开：输电费的计算方法和结果要对用户透明，并接受他们的监督。

（6）在满足以上要求的条件下算法要尽量简单。

（7）要能被使用输电线的各方所能接受。

4.2.2 输电费（运转费）的计算方法

独立运行的电网公司面临的一个主要问题就是，输配电成本的计算和分摊问题。当电网公司作为与发电商独立的实体出现在市场中时，由于传统的电费计算是根据单位电价以及发用电量的多少来计算的，输配电实际上是作为一种服务的形式出现的。因此，输配电费用的计算更多是以输配电服务费用的形式计算的。输配电费用可以分为两大部分：输电服务费用和辅助服务费用。在出现阻塞的情况下还要计算和考虑阻塞成本和费用。

输电服务的成本有两部分：一部分反映输电网的运行成本，包括网损和阻塞调度费用，一般称为可变成本（有些文献把辅助服务也包括在输电服务中，这部分成本的回收见 2.2 节阻塞调度的数学方法）；另一部分反映建设线路（也包括两侧的变电站、串补、静补等设备）的投资，包括投资的还本付息、折旧费、运行管理和维护费、回报率、税、通货膨胀率、保险费等，这部分成本一般是按年度结算，所以称为固定成本。输电费的绝大部分为固定成本，所以如何分担固定成本的问题特别值得我们关注。

解决固定成本的分摊问题的方法通常称为嵌入成本法（Embeded Cost Method），又称综合成本法。常用的嵌入成本法有：

（1）邮票法（Postage Stamp Rate Method）。

（2）分片许可证法（License Plate Rate Method）。

（3）合同路径法（Contract Path Rate Method）。

（4）边界潮流法（Boundary Flow Rate Method）。

（5）MW—km 法。

除了嵌入成本法外，还有边际成本法，后者又分为：

（1）短期边际成本法（Short Run Margenal Cost Method，SRMC）。

（2）长期边际成本法（Long Run Marginal Cost Method，LRMC）。

前者用于可变成本的计算，后者用于固定成本的计算。

下面介绍几种常用的计算方法，并分析其优缺点。

4.2.2.1 邮票法

这是最简单的一种方法。对电力市场内所有成员（不包括发电厂）都用同一标准收费，不论距离的远近。计算方法如下：

$$\frac{\text{输电服务费}}{[\text{元}/(\text{kW}\cdot\text{月})]}=\frac{\text{一年内应回收的所有线路总成本}+\text{总运行维护费}}{\text{一年的最大负荷}}\times\frac{1}{12}$$

例：美国某 RTO 的输电服务费$=\dfrac{3\ 461\ 142\ 941}{172\ 111\ 000}\times\dfrac{1}{12}$

$=1.68$ 美元/(kW·月)

输电服务费应每年计算一次。输电线路成本和运行维护费的计算须经电监会批准。不收发电厂的输电费是由于即使收了输电服务费，归根结底也要向受电方收回。

邮票法的缺点是与距离远近无关。

4.2.2.2　分片许可证法

这种方法与邮票法相似，只是把一个大电力市场分成若干个片（例如把一个省作为一个片），每个片的所有输电线路的总成本由片内的所有受电点按最大负荷的比例分担。对于片外的输电线路成本（例如省间联络线和大区间联络线）则由各片按最大负荷比例分担。但对于每个片来说，各市场成员（除了发电厂外）的输电服务费率都相等，相当于邮票法。具体做法如下：

（1）各片结算中心准备片内的用户表。

（2）各片计算中心取得以下数据：

1）片内输电线路投资者（Transmission Owner，TO）提供的“接入电网输电服务”（Network Integration Transmission Service）费（即片内所有线路的年度成本和服务费），美元/（kW·年）。

2）片内各用户日最大负荷的比值。

（3）片结算中心计算片内每个用户一天的输电服务费如下：

$$\sum_{i=1}^{N}\frac{\text{片内用户日最大负荷比值}\times\text{年度线路成本和服费}(i)}{365}$$

式中：N 为片内的线路总数。

上式也可用来计算各用户应分摊的片外线路成本和服务费，只是“片内用户日最大负荷比值”变成“区域内用户日最大负荷比值”。

（4）把每个用户每天的输电服务费累加起来，即得出该用户应缴的一个月输电服务费。

（5）每个用户的月度输电服务费再分别转账给有关的输电线投资者。

（6）固定（电价）点到点用户（Firm Point-to-Point Network Customer）也按协议的负荷比值承担输电服务费。

4.2.2.3　MW-km 法

MW-km 法既考虑输送功率的大小又考虑送电的距离，比邮票法合理。而且可以算出在一个复杂网络内的任一条线路各负荷用户应分摊的输电成本。

运用直流潮流法可以求出每台发电机或负荷对某条线路的灵敏系数，方法如下：

由 P-Q 分解法的基本潮流方程

$$\Delta P/V=B'V\Delta\delta \tag{6.3-53}$$

设 $V=1$，则　　$\Delta P=B'\Delta\delta$ (6.3-54)

设第 k 个节点的 $\Delta P_k=1$，其余节点都为 0，可以求出 δ_1，δ_2，…，δ_n，n 为节点数。

流过任一支路的潮流为

$$\Delta P_{ij}=\frac{\delta_i-\delta_j}{x_{ij}}$$

于是当节点 k 的功率变化为 1 时，引起支路 $i-j$ 内的变化即灵敏系数 $S_{ij,k}$。

$$S_{ij,k}=\frac{\partial P_{ij,k}}{\partial P_k}=\frac{\delta_i-\delta_j}{x_{ij}} \tag{6.3-55}$$

依次令 $k=1$，2，…，n，按同法计算可求出每条支路对所有节点注入量变化所引起的灵敏系数后，就可以求出在给定的运行方式下某一段线路流过的潮流以及各负荷用户从该段线路流过的功率。由此可以求出每个负荷用户应分摊的该段线路的固定成本。

应当注意，如果一个节点上既有发电机又有负荷，则在计算应分担的输电费时应先互相消去，成为一个纯负荷节点。

4.2.2.4　长期边际成本法（LRMC）

以上介绍的几种算法的共同缺点是都不能给出经济信号。微增成本法和边际成本法在一定程度上克服了这个缺点。

首先需要了解微增成本法（Incremental Cost）与边际成本法（Marginal Cost）有何不同。

微增成本就是由比较在一个输电系统内有双边交易和没有这个交易的成本而得出的。边际成本就是在一个节点上每增加一个单位功率（MW）所引起全系统的成本的变化。二者的差别很大。长期和短期边际成本的差别比较容易理解，长期边际成本（Long Run Marginal Cost，LRMC）包括系统扩展的成本、运行（指人员工资和管理成本）和维护成本等，短期边际成本（Short Run Marginal Cost，SRMC）则不考虑系统扩展。本节将重点研究长期边际成本法。

求解每单位节点功率的变化所引起系统扩展成本的变化的方法比较复杂，需用一些优化方法。但如果假定系统网络接线不变（即系统规划已确定新增线路的走向和投资），则边际成本计算可简化为

$$MC_j=\frac{\partial T(g)}{\partial g_j}=\sum_{i=1}^{n}\frac{C_i}{\overline{P}_i}S_{ij} \tag{6.3-56}$$

式中：MC_j 为节点 j 的边际成本；g 为每个节点的发电净功率的相量，MW；T 为输电系统总成本（包括现有线路和新建线路成本）；C_i 为支路 i 的成本；$\overline{P}_i$ 为支路 i 的最大容量，MW；S_{ij} 为支路 i 对节点 j 的灵敏系数，可由直流潮流法求得。

负荷节点的边际成本也可以用同法求得。

英国 NGC 用 LRMC 法（与上式介绍的方法略有不同）求出的分区电价示于图 6.3-12 中。由图中可见，离负荷中心越远，发电电价越低，有时甚至为负值。离负荷中心越近，发电电价越高，负荷节点则反之。给出的信号是：应尽量靠近负荷中心建电厂，而用电大户应远离负荷中心建厂。

但是 LRMC 法也有个缺点是，仅用 LRMC 法只能回收线路投资的一小部分（一般为 10%～40%），所以还得与其他方法配合使用。

4.2.3　输电费计算法在世界各国的应用

自 20 世纪 80 年代以来，世界各国研究了各种输电费的计算方法并在一些电网得到了应用。但是有的不太合理，有的计算过于复杂，在复杂电网中计算量过大，难以应用。比较常用的是邮票法和分片许可证法。表 6.3-4 列出了世界部分电网采用的输电费算法的概况：

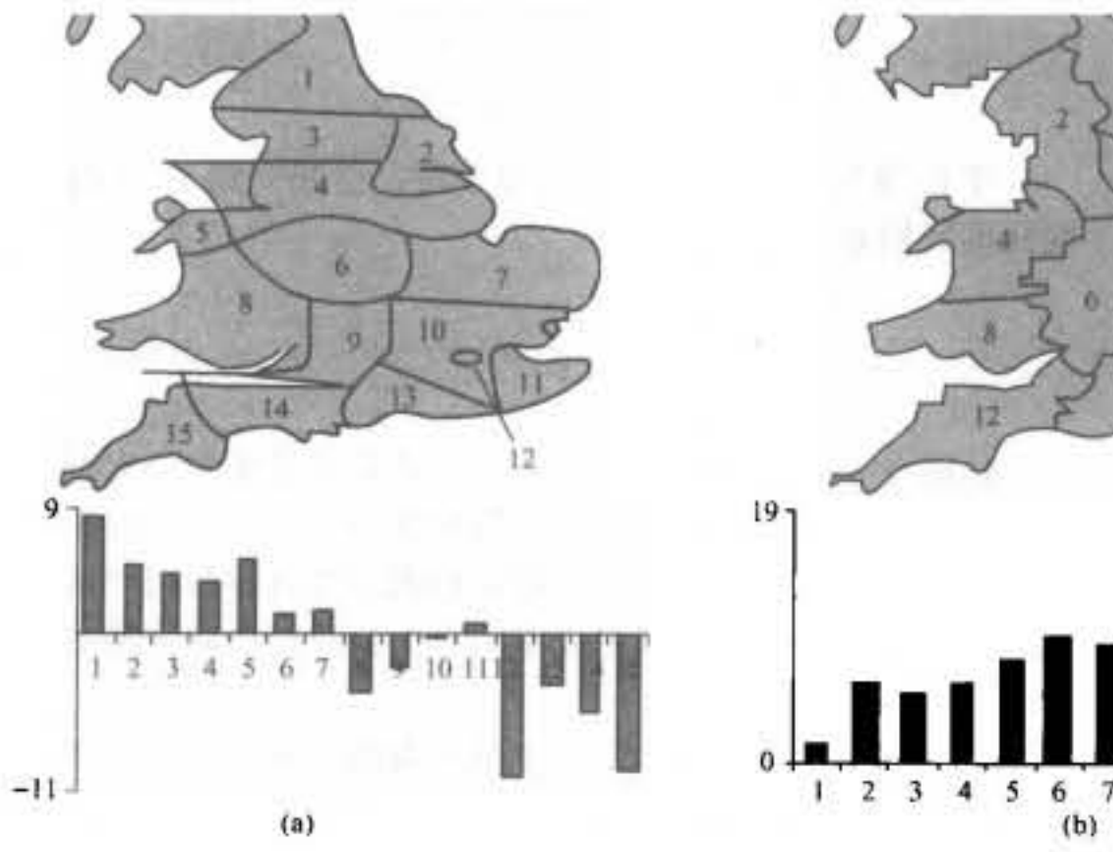


图 6.3-12 英国 NGC 的分区电价图
(a) 发电区域电价；(b) 负荷区域电价

表 6.3-4 世界各国采用的输电费算法

输电费算法	采用国家或电网	说 明
邮票法	美国 ISO—NE，挪威	ISO—NE 内部分公司用合同路径法
分片许可证法	美国 PJM，NYISO，MISO，CAISO，SPP	
简化的兆瓦公里法	日本	
基于兆瓦公里法的 LRMC 法	英国	
15%电量 LMRC 法，85%邮票法	巴西	
10%SRMC，90%分配系数法分配给各发电机	智利	按智利法律负荷不承担输电成本费

由表 6.3-4 可见，虽然有各种比较复杂的输电费算法，但大的电力市场为了简化计算，一般都采用邮票法或分片许可证法。

我国有些地区采用把输电成本费和输电电量费捆绑在一起的做法。这种方法要么为了还贷以至于输电费太高，购电的区域不愿购买（如二滩）；要么输电费太低，以致没有钱投资新的线路（对已经还贷的老线路而言）。建议应采取输电服务费与输电电量费分开计算的方法，输电服务费可采用邮票法或分片许可证法。

5 分层和分级电力市场的关系和协调

在国外，一个电力市场是指在交易范围内唯一的批发市场。这个市场可能是一个 RTO、ISO 或一个国家（如英国），或几个国家（如挪威、瑞典、芬兰、丹麦 4 国）。在这个区域内可能有几个供电区或电网公司，他们一般负责零售和地区的调度。我国由于长期以来已经形成了三级调度系统（国调、网调、省/市调），因此我国的电力市场设计也必须适应这种情况。

在国家电监会《关于区域电力市场建设的指导意见》中规定："区域电力市场包括统一市场和共同市场两种基本模式。"以下将研究在我国三级调度的条件下，如何建立这两种模式的区域电力市场、省/市电力市场、国家电力市场以及这三个电力市场间的关系与协调。

5.1 区域统一电力市场

这种电力市场的设计要点如下：

(1) 区域电力市场是全网唯一的批发电力市场，负责全网的年度合约、月度合约(可竞价)、日前发电计划、实时平衡市场和辅助服务。全网所有独立发电厂（机组容量在 10 万 kW 以上）都在区域电力市场上竞价售电。

(2) 区域电力市场负责全网的安全校核与阻塞管理，并收取本区域内联络线的输电费。

(3) 订立跨区联络线的双边合同并批准区域内的大用户双边合同。

(4) 根据各省提供的长期（3 年以上）负荷预计，进行本区域的电源规划和输电规划，并组织各大发电公司竞标。

(5) 各省调度交易结算中心负责本省的安全运行，对容量在 10kW 以下的机组直接调度或竞价，对省内的所有发电厂进行实时监控并结算。将来输配电分开后负责组织零售市场。

(6) 这种模式有利于优化利用全网的资源，有利于打破省间壁垒，由于区域内独立发电厂数量较多，较容易保证公平竞争。这是比较合理的一种形式。我国东北电力市场就是电监会已批准的区域统一电力市场。

5.2 区域共同电力市场

5.2.1 模式 A

这种模式基本上与华东区域共同市场正在采用的模式相似（见图 6.3-13）。主要内容如下：

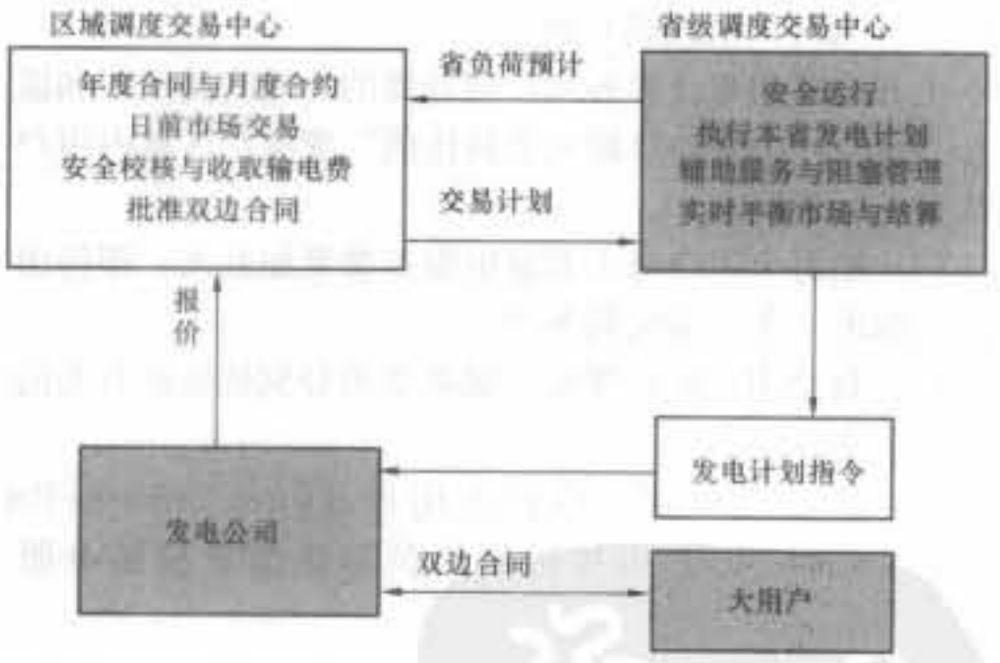


图 6.3-13 区域共同市场模式 A 框图

区域电力市场负责：

(1) 年度合同，月度合约交易，日前市场交易及直属机组的辅助服务，以及双边合同的申请和批准。

(2) 制订相应的发电计划和联络线计划，进行联络线的安全校核与阻塞管理。

(3) 全年电量约 90%为年度合同与月度合约竞价，由区域电力调度交易中心与发电企业协商确定。可用物理合同与金融合同两种方式。

(4) 负责省间联络线的结算。

省/市调度交易结算中心负责：

(1) 辖区内电厂的年度计划的执行，编制月度负荷需求

和日前负荷需求。

（2）年度计划的实施与实时电量的平衡；进行省内电网的安全校核，以及省内机组的辅助服务。

（3）进行本省的结算。

（4）控制 ACE，满足 CPS 标准。

模式 A 的优点：在经济上已经非常接近于统一电力市场，因为年度、月度合约和日前市场都由区域交易中心负责，各省/市只负责实时平衡和省内结算（以及本省内较小发电厂的直接调度），平衡市场上的交易量毕竟有限。缺点：平衡电量是根据每省/市的超短期负荷预报算出的，可能难以互相配合与协调，对省/市交易结算中心的技术要求也较高，不是每个省都具备条件。此外，各省的电价必须相差不大，否则难以实现。

5.2.2　模式 B

模式 B 与模式 A 基本相同，但是区域电力市场与省/市电力市场的分工正好相反见图 6.3-14，即：

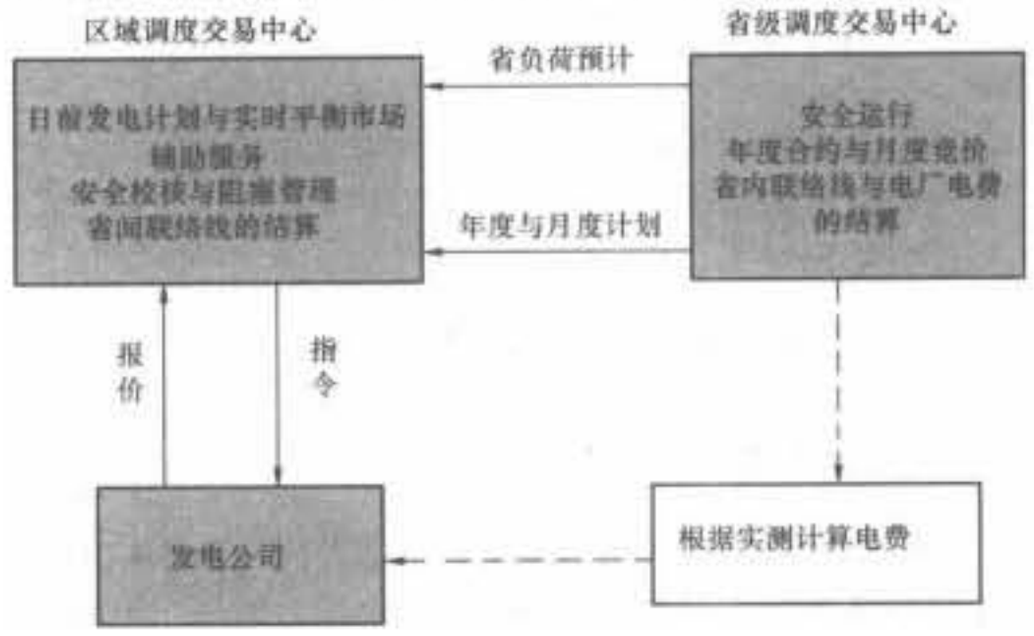


图 6.3-14　区域共同市场模式 B 框图

（1）区域电力市场负责：日前计划与实时平衡市场，辅助服务，安全校核与阻塞管理，省间联络线的结算。

（2）省/市电力市场负责：年度合约与月度竞价，AGC，黑启动，省内联络线及电厂电费的结算。

由于省/市负责年度合约，可以首先在省内签订购售双方的年度合约，在电价低的省可以与省内的发电厂或公司签订与原来电价相近的合约，多余的电量再出售给网内其他省市。在其他省/市也首先与本省的电厂签订年度合约，不够时再到有富裕电量的省去购买。由于年度合约约占 85%的电量，在电价低的省甚至可以占 90%的电量，这样可以允许各省/市的电价不同，直到各省的经济发展大体上相当时为止。月度合约的交易也在省内进行。

日前市场与平衡市场都在区域电力市场进行的好处是：免去了平衡市场在各省进行难以互相配合的困难，还可以组织平衡市场的竞价。此外，如果安全校核分别在区域交易中心和省调度交易结算中心进行时，如果一个省出现线路阻塞，为了消除阻塞，不仅本省的潮流会变化，而且会影响全网的潮流变化，可能需要区域交易中心再进行一次安全校核。如果在区域电力市场进行安全校核和阻塞管理，可以一次完成。

模式 B 的优点：可以解决各省电价不等的困难，也可以解决省间实时平衡市场配合问题的困难。缺点：由于年度合约和月度交易在省内进行，可能不能达到全局最优。但是根据国外经验，双边合同往往占全部电量的 80%～90%，因此还是可以允许的。

5.2.3　模式 C

模式 C（见图 6.3-15）与模式 B 正好相反，即：

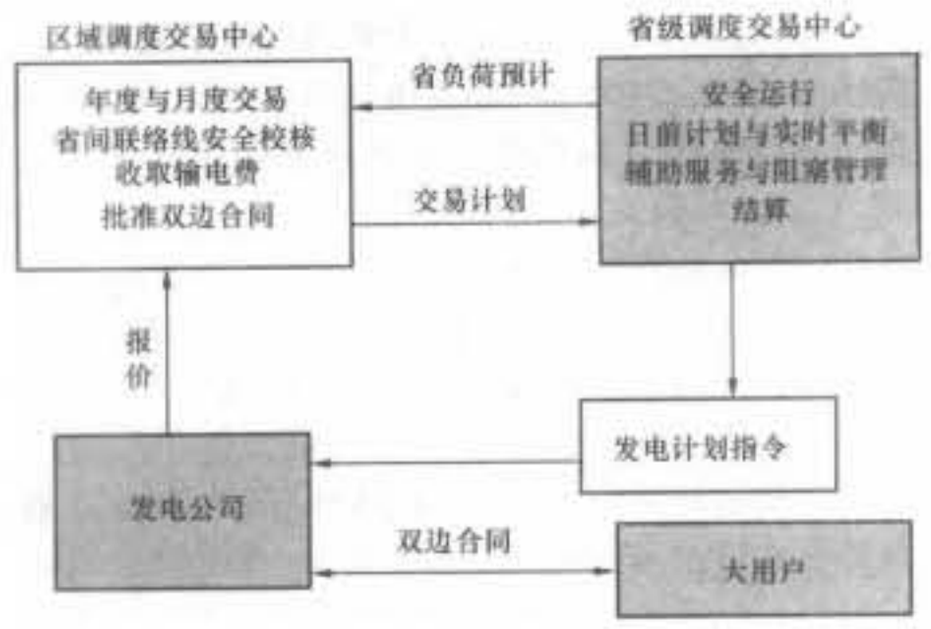


图 6.3-15　区域共同市场模式 C 框图

（1）区域电力市场负责：年度计划或合约，月度交易或竞价；省间联络线计划与结算，省间联络线的安全校核与阻塞管理；

（2）省/市电力市场负责：日前计划与平衡市场，辅助服务，安全校核与阻塞管理；AGC，黑启动，省内联络线及发电厂电费的结算，本省电网的安全校核与阻塞管理。

这种模式可能经济性略好于模式 B，但缺点是各省分别作了日计划后，可能不能平衡，需要区域交易中心进行协调；区域直调电厂也要参加竞价；各省作了安全校核后区域还要进行一次全网安全校核和阻塞管理。

模式 C 的经济性虽不如模式 A，在现货市场各省的电价可能有些差别，但大部分电量和电价在区域电力市场决定。除了规定年度合约的电价由现货市场决定外，很难找到解决各省电价不同的办法。此外，只有在各省的发电功率与负荷基本平衡，省间联络线功率不大的情况下才有可能应用，否则将互相影响。

5.2.4　模式 D

这种模式（见图 6.3-16）就是以省/市市场为主的电力市场。年度、月度、日前、平衡交易和辅助服务都在各省市的电力市场上进行，区域电力市场只负责协调，并收取联络线转运费。

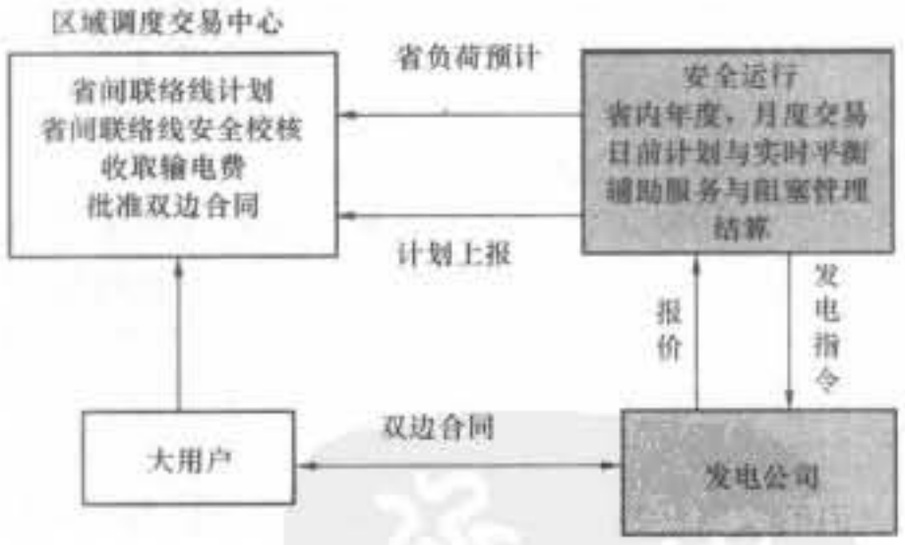


图 6.3-16　区域共同市场模式 D 框图

模式 D 在实现区域电力市场以前就客观存在过，与模式 A、B、C 相比，没有什么优越性。

模式 C、D 的共同缺点：

（1）在省内进行现货市场的竞价，由于参加竞价的发电公司数量太少（按相关文件规定，每个发电公司在电力市场的份额原则上不超过 20%，在区域电力市场或许能够实现，但在一个省内就不一定能做到），容易被少数大发电公司操纵电价，难以保证公平竞争。

（2）在省内做日前计划，容易保护省间壁垒，难以优化利用全区域的电力资源，特别在丰水期间，如不能及时调整各省的日前计划，很容易造成弃水。

(3) 前面已经提到，如果一个省内出现了阻塞，在省内消除阻塞后必然会影响全网的潮流分布，区域还得再进行安全校核。所以模式 D 只能作为一个过渡阶段存在，应尽快发展到 A、B、C 模式。

几个方案优缺点的比较：

前文已经指出，从区域共同市场过渡到区域统一市场是必然趋势，其原因已经分析过了。在比较四种共同市场模式时，需要优先考虑两个因素：一是从资源优化的角度来分析，二是现货市场是放在区域共同市场好，还是放在省级电力市场好。现货市场的电量虽然不大（一般约占全部电量的5%～10%），但是能给出重要的市场信号，所以是不可或缺的。前面已经指出，在一个省内发电公司数量可能太少（不可能在一个省内五个发电公司都存在，而且比例比较均匀），难以保证竞价的公平。因此，现货市场应放在区域电力市场。由此观点出发，模式 A、B 都符合这个条件，但从资源优化的角度来看，模式 A 最好。模式 B 从资源优化的观点来看不如模式 A，但如各省电价差别较大，也可以作为一个好的解决方案。模式 C 和 D 的现货市场都放在省级电力市场，不满足第二个条件，其他的缺点如前所述。但是模式 D 是客观存在的，可能还会存在一段时间。如果省内的电力市场运行很好，还可以继续运行一段时间。模式 C 则提供了一个升级方案，在资源优化方面还优于方案 B。

在模式 D 中，各省已经建立了电力市场运营系统，只是日前市场竞价在省内进行。一个比较好的过渡模式是各省汇总了本省各发电机的报价后，连同本省的日前负荷预报转发给区域交易中心，由区域交易中心统一安排全区域的日前发电计划，再下发给各省交易中心。各省有权在各时段的省内总发电功率不变的条件下略作调整，然后下发给各电厂执行。各省的交易中心仍然负责监督本省各电厂的实时发电功率并进行结算。辅助服务应由区域交易中心统一安排（因为可能省内的备用容量不能在一个省内部平衡）。如果各省的电价基本上一致，就可以把年度和月度合约或竞价也交给区域交易中心统一安排，这样就非常接近于区域统一电力市场。如果个别省电价差别较大，可以把年度和月度合约暂时由各省负责，逐步过渡。这个过渡方案也适用于模式 C。

如何解决各省电价不一致问题？这是一个我国实际存在的特殊问题，必须设法解决（国外也有类似问题）。

前面介绍的模式 B 就是为了解决个别省原来的电价低于其他省，参加竞价后电价会抬高，影响本省的生产和生活。但是解决的方案可能不止一个，例如，可以在经济落后而电价低的省组织一个省内的电力市场，只把多余的电量出售给区域电力市场或参加竞价，这就形成了“一网两制”。如果省内的发电厂数太少，无法竞价，也可以暂时由省调度中心直接调度。这些方案都是临时的，必须尽快创造条件过渡到“一网一制”。

5.3 国家电力市场

我国电网装机容量已是世界第二，仅次于美国。这样大的电网相当于美国或西欧，而两者都没有全网的电力市场。如果由国家电力调度交易中心负责全国的现货交易，由于发电机组数量庞大而实时数据太多，显然不现实。基于同理，把各大区电网的年度和月度计划或合约的管理集中在国家调度交易中心也是不合理的。那么，没有国家电力调度交易中心行不行？显然不行，如果美国有全国调度交易中心，可能就不会发生 1994 年 9 月 14 日的北美大停电。但是，像我国这样大的全国电力调度交易中心世界上还没有现成经验，需要进行深入的研究。在设计时应重点考虑以下问题：

(1) 研究全国各大水库群和火电基地的长期规划，使西部的电能资源得到充分的利用。

(2) 进行全国性电源充裕性的研究。长期的区域间双边合同可能长达数年（例如巴西的双边合同甚至长达 8 年，可以逐年修正）。

(3) 制订中长期跨区送受电计划（包括年、月、周计划），考虑区域间负荷的时差和季节差的错峰调节。可以有三种方式：由区域间（包括三峡）自行订立双边合同，由国家电力调度交易中心批准或撮合；或由国家电力市场组织竞价，或由国家电力调度交易中心利用价格杠杆调度或分配（当缺电时）。

(4) 区域电力调度交易中心负责全国超大型系统的安全运行和稳定监控，区域间联络线的安全校核和阻塞管理，并根据阻塞的信号作出扩建输电线路的规划。

(5) 监视跨区联络线的运行和跨区输电费的结算。

(6) 研究防止大面积停电事故的预防性控制和恢复控制措施。

(7) 当发生未预料风险时（如负荷变化超过预计，个别区域电网发生大事故，或遇到风灾、洪灾或旱灾时），在区域间进行协调。

6 电力市场中市场力的危害与对策

6.1 市场力与市场力的危害

什么是市场力？市场力就是指一部分发电企业利用不正当手段操纵电价，以牟取超额利润。市场力使用户因电价抬高而蒙受损失，破坏市场公平竞争原则（因为不搞市场力的发电企业也要受损失），降低社会生产效率，必须设法防止。

我国虽然在宏观上采取了一些防止市场力的政策，例如五大发电公司的总容量都在 20%左右，此外在五大发电公司之外还有占全国总装机容量约 50%的独立发电企业，以防止发电企业过分集中，操纵电价。但在现货市场上还没有出现市场力现象。在国外，市场力主要表现在现货市场上，而目前我国的区域电力市场正在建设中。为了未雨绸缪，防止将来出现市场力对我国电力市场健康运行的干扰，研究国外电力市场中市场力的表现和防止对策是必要的。

市场力的表现形式大体上有以下几种：

(1) 合并或合谋（Merger）。就是说几个发电企业联合或串通，成为一个电力市场中举足轻重的大发电企业，只要几个发电企业报同样的电价，就可以操纵市场电价，使用户蒙受损失。

(2) 枢纽发电企业（Pivoted Supplier）。作用与前相同。如果在最大负荷时备用容量不足，一个很小的电厂也可能成为枢纽电厂。它可以决定高峰负荷时的边际电价。

(3) 扣留电量，高峰抬价（Withholding）。这是在系统备用容量不足的时候，中、低负荷时不发或少发，到高峰负荷时报高价。例如，2000～2001 年美国加州能源危机时，峰荷电价竞涨到平均电价的 10 倍以上，使得三大电网公司亏损累累（因为用户电价不能涨价）。如果转嫁到用户头上，后果不堪设想。

(4) 提高 LMP 电价。办法就是故意制造某段联络线的过负荷。这可以由减少受端的发电功率来达到。由于受端发电功率减少，就迫使送端多发多送，造成联络线过负荷，从而抬高受端的电价（在没有过负荷时，所有节点的电价相同）。

6.2　防止市场力作用的策略

比较实用的防止市场力作用的策略大体上有以下几种：

（1）电价设上限。这是针对第 3 种市场力的有效措施。目前多数电力市场都采用这种办法防止当备用容量不足时发电企业乘机抬高报价。表 6.3-5 中列出了美国几大 RTO/ISO 的报价上限，可供读者们参考。表中 CAISO 的报价上限为250$/MWh而其他 RTO/ISO 的上限皆为1000$/MWh，可能是由于加州电网的备用容量较紧张，而东部各电网都有较富余的备用容量。

表 6.3-5　　美国各 RTO/ISO 的报价

RTO/ISO 名称	报价上限 ($/MWh)	RTO/ISO 名称	报价上限 ($/MWh)
NYISO	1000	PJM RTO	1000
ISO—NE	1000	CAISO	250
MISO	1000		

（2）LMP 设最高限价。这是为了防止受端发电企业故意少发电，造成联络线过负荷以赚取高电价。

（3）检测（Screening）。经常监视报价的变化，如果发现变化率超过一定限值，则可能是市场力，应处以一定罚款。

（4）时刻监视在现货市场上有无几个发电企业报价相同或近似（可能为合谋）。

（5）在订立期货和远期双边合同时，监视任一发电企业不得超过全网总容量的 20%，或用 HHI 指标检验。

7　电力市场仿真系统

电力市场是一个复杂的经济集合体。在电力市场中的各个成员（输电公司、配电公司、发电公司、监委会）既相互作用，又各有其目标。为了研究这些成员的相互关系，设计出一个良好运转的电力市场机制，既能保证各成员的公平竞争，又能保证市场的安全运行，同时也给予各成员合理的盈利机会，最好在设计一个电力市场的机制前先在电力市场仿真系统上考验，消除不安全、不合理的因素，减少发生错误的可能性。在投入运行后，也可以利用电力市场仿真系统来修改运行规则。因此，世界各国对电力市场仿真系统的研究都很重视，据文献报道，至少有 17 家科研单位和大学已经或正在研究电力市场仿真系统。

与传统的电力系统分析工具不同，电力市场仿真系统不是研究一个系统的集中优化或安全问题，而是研究系统内多个自治的成员，他们既能自行决策，而各个成员间又互相影响的复杂问题。Agent 技术就是最适合解决这种问题的技术，所以在已发表的文献中，大多数电力市场仿真系统都是基于 Agent 技术而开发的。

7.1　电力市场仿真系统的结构

电力市场仿真系统由多个不同的 Agent 组成，包括 RTO/ISO、发电公司、输电公司、配电公司、售电公司和用户以及电监机构，见图 6.3-17。每个 Agent 都执行不同的专门任务，但又互相影响。为了执行这些专门的任务，各个 Agent 都包含大量的规则。分析人员可以很容易的增加或修改这些规则和策略，并可在电力市场仿真系统上考验和比较这些策略的不同结果。根据输出的结果，Agent 可以决定购/售多少电量，报多少价，何时购/售和利润的期望值。每个 Agent 各有自己的策略。但这些策略并非固定的，Agent 可以学习过去的经验而修正策略。如果发现策略失败或风险太大，就赶快选择新的策略。以下将举例说明电力市场仿真系统是如何工作的。

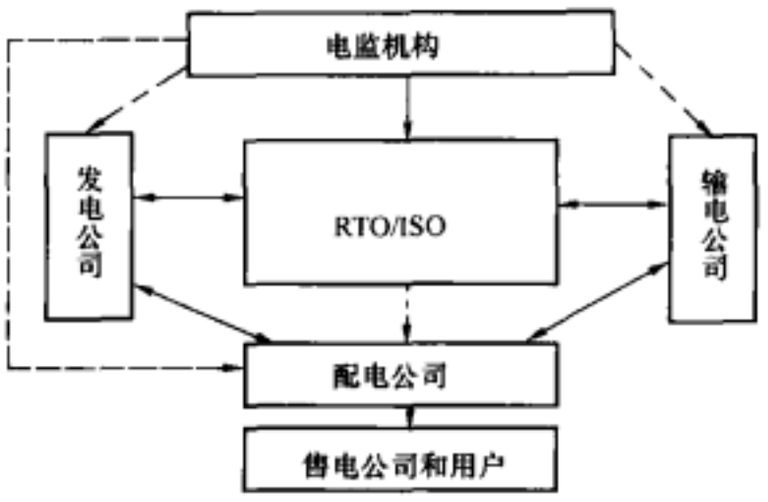


图 6.3-17　电力市场中各成员的仿真

7.2　电力市场仿真系统的应用实例

本例是 NYISO 与一个咨询公司联合研发，并已实际投入使用的一个 RTO/ISO 的市场仿真器。它的目的是经常计算和监视 NYISO 电力市场的性能和效率，防止某些市场力企图干扰公平竞争，在维持电力市场的竞争条件下保证电网的安全和经济运行，在可能偏离运行安全和经济的情况下（例如当发现运行规则中有某些漏洞时）采取改正措施。

PROBE 电力市场仿真系统的结构如图 6.3-18 所示。图中，最上方框为数据准备。大部分数据来自 EMS 和电力市场支持平台的实时库，通过数据接口与实时库实现无缝连接。左边的方框基本上与 ISO 的日前市场相似，可作安全约束机组组合（SCUC）和经济调度运算，并作 $N-1$ 安全校核。右边方框是仿真器的输出结果显示，主要由基于 Excel 的软件写成，可帮助用户阅览仿真器的各种计算结果。右下框是仿真器的市场性能分析和灵敏度分析，它基于每个市场成员的综合利润分析。软件可以根据用户定义把一系列报价组成一个发电组合的报价。一个报价组合一般包括发电、带上限的负荷、虚拟报价和输电成本。软件可以分别进行市场分析和报价组合分析，见图 6.3-18。除了可以进行性能分析外，如果发现输出的日前计划中有违反公平竞争的倾向时将发出告警，然后可以进行灵敏度分析。灵敏度分析包括很多内容，如整个纽约电力市场的报告、发电组合分析报告、各区每个组合的分析报告、各类型的报价报告、市场分析、线路阻塞成本的分布、市场力的缓解、阻塞线路的记录、输电阻塞合同的成本、电力需求与供给的分析等。如果市场电价总是跟随某个市场成员的报价而变化，就可以知道该成员的报价含有市场力。

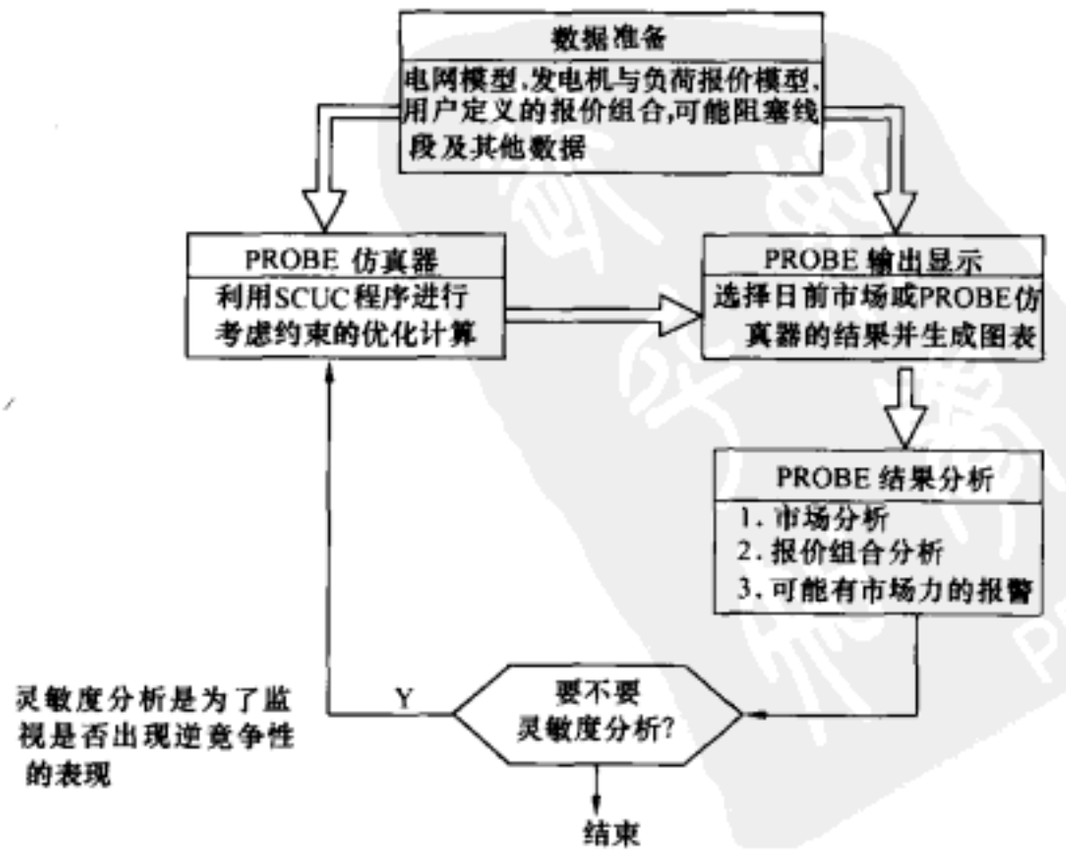


图 6.3-18　PROBE 电力市场仿真系统框图

第4章 电厂运行优化与决策

尽管电力市场的运营模式和交易机制千差万别，各个市场对电力工业发、输、配、售等环节的开放程度也不尽相同，但无论采用何种方式，在发电环节引入竞争机制却是所有电力市场共同的特点。因此，与电力行业垄断经营时期相比，电厂在电力市场条件下的运营方式和经营策略具有很大的不同。

电力市场既为发电商获取更大的经济效益提供了舞台，也带来了前所未有的巨大挑战。一方面，发电商必须积极降低成本以适应市场竞争的要求，因此仍然需要解决包括机组组合和负荷经济分配等在内的传统经济调度问题；另一方面，发电商还必须深入研究市场规则，积极参与市场竞争，制订优化可行的竞价策略，以充分适应市场，实现自身效益的最大化。

考虑到在市场环境下，市场信息纷繁复杂，运行状态瞬息万变，因此在电力市场的实际运营中，发电商通常需要开发建设高水平的报价决策系统，作为提高市场分析和运作管理水平的辅助技术支持工具。

必须指出的是，当所有发电商以机组生产成本微增率曲线作为报价曲线提交到能量交易市场时，这个能量竞争交易市场就是完美的竞争市场。在完美竞争市场条件下，每个发电商都将获得最大收益，整个系统的运行成本也将达到最小。

1 电厂经济运行

影响发电商市场竞争力的因素包括很多方面，如发电成本、市场供需、竞争对手以及电网运行状态等，其中最为关键的因素就是发电成本。因此，发电商必须积极提高科学管理水平，充分降低发电成本，才能在电力市场的激烈竞争中取得更大的收益。

电厂的发电成本主要由容量成本和电量成本，或固定成本和变动成本构成。电厂的建设投资、偿还贷款、日常经营费用等属于容量成本，而燃料费用、设备维护费用以及工业用水、排污费等运行费用等属于电量成本。在电量成本中，对于火电厂来说燃料费用所占比例相对较高，因此，提高电厂经济运行水平，对降低电量成本具有关键意义。

尽管电厂的经济运行是电力工业的传统课题，但电力市场化改革为其赋予了崭新的意义。市场机制使电厂的经济运行由被动接受的自我约束行为演化为主动追求的生存需要手段。

电厂经济运行的目标是在满足安全和一定质量要求的条件下，尽可能提高运行的经济性，即合理利用现有资源和设备，以最少的燃料费用或运行成本提供电能。对于不同性质的电厂，保证经济运行的方案不尽相同，本文主要讨论火电厂的经济运行问题。

现代科学技术的发展，为降低火电机组的运行成本提供了多种有效的手段，如通过技术改造提高机组及设备的运行效率和运行可靠性、减少油料投用量和用水耗费量等，但提高电厂的经济调度水平目前仍然是最为重要的技术手段之一。

电厂的经济调度一直是电力系统的重要工作内容之一，但在垄断经营模式下，经济调度往往流于形式，并未得到真正的重视和落实。只有在电力市场条件下，市场的竞争机制促使电厂经济调度工作成为发电商的自觉自愿行为。

电厂的经济调度主要包括负荷经济分配和机组经济组合等方面的内容。负荷经济分配是指如何在并列运行的机组间分配发电功率，使总的运行成本最低；机组经济组合指确定机组一段时间内（通常为1天）的开停机计划，使总的运行成本最小，机组经济组合是经济调度的基础，其经济效益一般也大于负荷经济分配的效益。

负荷经济分配和机组经济组合的方法有很多，前文中也已经有所介绍，这里不再赘述。

2 市场需求和价格预测

电力市场条件下，对市场的成功预测是电厂在激烈的市场竞争中获得更大收益的基础条件之一。总体上看，市场预测主要包括市场需求预测和价格预测等内容。

市场预测实质上是负荷预测及其内容与技术的延伸。负荷预测是电力系统的传统技术领域和基础课题，在电力市场条件下，市场对预测技术提出了更新更高的要求，增加了包括电价预测等新的内容，同时在预测模型和预测精度等方面提出了更高的要求。

预测技术的核心是根据预测对象的历史信息和数据，建立合理适用的数学模型以表述其发展变化规律。长期的理论研究和实践应用表明，影响系统负荷的主要因素包括负荷构成、负荷的时间变化规律、气象及重大活动以及负荷的随机波动性，其中，除负荷的随机波动性外，其他因素存在一定的变化规律。

2.1 负荷预测

负荷预测方法一般是根据负荷变化特点和历史数据，建立预测模型，通过拟合、辨识等数学方法确定模型参数，以预测未来负荷的变化，目前已经有很多成熟适用的模型及算法。同时，考虑到负荷的变化规律会受到不同地域、不同时期、不同发展水平等因素的影响，通用的单一预测方法往往不能完全适应这种变化，不同的算法模型往往得到不同的预测结果，因此有学者提出了综合模型方法。

2.1.1 中长期系统负荷预测

中长期系统负荷预测一般采用序列预测方法，如回归分析法、指数平滑法、动平均法、灰色系统法、人工神经网络法等，此外还有一些在电力系统规划中广泛应用的基于社会经济领域数据和信息的预测方法，如弹性系数法、综合耗电法、增长速度法等，同时，近年来提出了模糊理论、专家系统等方法。

2.1.2 短期系统负荷预测

短期系统负荷预测通常指日负荷预测和周负荷预测，预测方法大致可分为确定性模型方法和动态模型方法。确定性模型方法包括时间函数方法和谱分解方法等，动态模型方法包括自回归滑动平均（ARMA）模型类和状态空间模型方

法等。近年来神经网络方法得到广泛的应用研究，另外，应用小波分析、人工智能中的事例推理、模糊集理论、混沌分形理论、数据挖掘等方法进行负荷预测的尝试，也取得了一些效果。

2.1.3　超短期系统负荷

超短期系统负荷预测的特点是预测周期短，负荷变化空间小，因此尽管上述的预测方法均可应用，但通常采用简捷快速的算法和模型，如指数平滑模型等。

2.1.4　母线负荷预测

母线负荷预测可以采用系统负荷预测的模型和算法，但由于需要得到预测母线的历史负荷值，母线负荷预测对电网的量测配置和精度有比较高的要求，同时随机因素对母线负荷的影响远大于系统负荷，因此，目前母线负荷预测的模型、算法以及预测精度均有待进一步完善和提高。

2.1.5　不确定性负荷预测

常规的负荷预测结果一般都是确定性的，仅给出确定数值，而无法确定预测结果可能的波动范围。实际上，由于预测问题的超前性，实现概率性的预测更符合客观需求，特别是在电力市场条件下，影响负荷变化的不确定性因素增多，因此，目前不确定性预测和概率预测成为负荷预测领域的研究热点，并已经在一些负荷预测方法中有所体现，但其实际应用效果还有待检验和完善，特别是各种预测结果的概率分布函数等问题还需要深入研究。

负荷预测的精度在很大程度上取决于负荷变化的规律性，因此不能盲目地提出无限制、高精度的预测要求。由此产生了预测模型的预评估问题，即评估预测模型用于某种环境的预测后所能达到的预测精度，由于预测精度同时取决于预测模型的优劣以及历史数据的规律性，因此，可以采用“虚拟预测”的策略进行探索，根据若干误差特性分析指标和拟合精度分析指标，作为预测评价的依据。

2.2　电价预测

电力市场对传统的负荷预测提出了诸多新的要求，其中最为重要的，就是根据市场运作需要，提出了电价预测的要求，根据不同的市场实际，包括系统边际电价或市场清算价格、区域（节点）边际电价等的预测。电价的变化规律与负荷变化规律息息相关，但同时还要受到更多因素的影响，包括社会经济领域的因素，也包括电网结构和安全运行等因素，还包括市场参与者的报价行为因素等。

电力市场的电价走势是市场成员共同关心的问题，特别是对于发电厂的报价决策有着重要的影响和作用，这方面的研究伴随着电力市场建设的不断深入而逐渐成为研究热点，就预测机理而言，主要包括以下几个方面：

（1）直接应用电价变化的时间特征进行预测。这实际上是借鉴负荷预测的一些预测技术，包括时间序列法、神经网络方法、混沌预测方法等。

（2）分析电价的特点，并考虑电价与负荷及其他因素的强相关性之后，利用相关预测技术进行电价预测，包括聚类分析、数据挖掘、神经网络等。

电价预测是一项新兴的研究课题，尽管已经取得一定的研究成果，但目前的理论研究和实际应用表明，电价预测的精度一般要逊于负荷预测的精度，中长期的电价预测目前还比较少。因此，有必要深入研究电价的形成机理，切实理清影响电价的相关因素，提出科学合理的预测模型和方法。

3　电厂报价决策方法

电力市场条件下，报价决策已经成为电厂经营管理的重要工作之一。一方面，制订优化可行的报价策略，成为电厂在市场环境下争取最大利益的重要手段，另一方面，由于电力市场不是完全的自由竞争市场，市场进入障碍、网络传输限制以及历史发展等因素使电力市场呈现出寡头垄断市场的特点，使得某些电厂在市场竞争中或多或少地具有市场操控能力，发电商能够通过报价策略增加自身效益。

电力市场环境条件下，电厂可能会同时参与多种类型市场的交易，如中长期市场、日前市场、实时平衡市场以及辅助服务市场等，同时，在同一个市场内，一个发电商通常会拥有多个电厂，因此电厂的报价决策实质上是一个多阶段、多目标的优化决策过程，需要发电商综合考虑市场规则和电网运行情况，针对电厂生产运行实际，科学合理地选择报价曲线，合法适当地使用市场力，以谋求自身利益的最大化。

在成熟的电力市场中，电厂报价决策的基础是准确的成本分析，即报价必须基于成本，这既是电厂生产运营的需要，也是电力市场建设的初衷。

3.1　市场分析

市场分析是电厂报价决策的关键环节，市场分析既包括对市场规则、电网运行状态等的建模分析，也包括对竞争对手的报价评估。其中，对市场规则、电网运行状态等的建模分析指将市场规则、电网运行状态信息以及安全约束条件等物理信息转换成数学模型，构成优化决策的约束条件，对竞争对手的报价评估主要包括评估竞争对手的生产成本和报价策略，竞争对手的生产成本可以通过分析其机组类型、燃料成本以及建设投资等信息获得，竞争对手的报价策略主要通过分析市场清算信息，结合对手生产成本和市场力分析，评估其报价策略。

3.2　电厂报价决策方法

电厂报价决策的方法主要包括：

（1）基于成本分析的方法。基本思路是以电厂生产成本为基础，加上合理的利润空间，形成最终报价。这种方法的特点是简单易用，模型和算法比较成熟，但不一定能够实现收益的最大化。

（2）基于电价预测的方法。基本思路是根据市场运行和电价规律，结合对自身市场力的评估，预测竞价交易时段的市场清算电价，以略低于目标电价的报价参与市场竞争。这种方法的关键是电价预测，而真正实现准确的电价预测是一件非常困难的工作。

（3）基于评估竞争对手报价策略的方法。基本思路是通过估计其他发电商的报价行为构造自己的报价策略，这类方法应用较为广泛，一般首先采用概率分析或模糊集方法估计对手的报价行为，并以此为基础建立最优竞价模型。概率分析方法一般适用于比较成熟、可用历史数据比较充分的市场，而对于运行时间较短的市场，采用模糊集方法有一定优势。

（4）基于博弈论的方法，通常基于博弈论得益矩阵或基于构造的非完全竞争模型。基本思路是根据电力交易构造博弈模型，通过寻找构造模型的平衡点，获得最优报价策略。

（5）其他优化方法，如 Markov 决策链、模糊聚类分析和神经网络、蒙特卡罗方法等。

实际上，以上方法均有一定的理论价值和实用意义，但都存在目前尚未完全攻克的技术难点，因此实用的电厂报价决策方法一般是以上方法的结合或综合。

3.3 电厂报价决策方法实例

本节介绍一个实用的火力发电厂报价决策方法，以简要说明报价决策方法的实际应用。该方法基于机组的发电成本和预测的电价曲线，将竞价模型描述为一个基于带参数动态规划的自身机组组合（Self-unit Commitment）问题，以报价因子 μ（由发电商根据经验确定）为择优变量。

3.3.1 定义

报价是指发电机 i 在 t 时段申报的电价及相应的电量（b_{it}，q_{it}）。报价商 i 在 t 时段提交的报价曲线或报价函数是一组按报价电价和报价电量单调递增的（b_{itj}，q_{itj}，$j=1,2,\cdots,J$）报价点。

报价曲线通常通过升高或降低发电机组的微增生产成本曲线形成，因此假定报价曲线为微增生产成本与报价因子乘积的函数，即

$$b_{it}(q_{it}) = \mu_i \cdot incst_{it}(q_{it}) \tag{6.4-1}$$

对应的报价成本表示为

$$bcst_{it}(q_{it}) = \int_0^{q_{it}} \mu_i \cdot incst_{it}(q_{it}) \cdot \mathrm{d}q_{it} \tag{6.4-2}$$

每个报价因子 μ 唯一地决定交易日各时段的一条报价曲线。

3.3.2 目标函数

$$J(\mu_i) = \max \sum_t \{p_t \cdot q_{it} \cdot u_{it} - [\int_0^{q_{it}} \mu_i \cdot incst_{it}(q_{it})\mathrm{d}q_{it} + s_{it}(x_{i,t-1}, u_{it}, u_{i,t-1})]\}, \forall i \in I \tag{6.4-3}$$

这是一个多目标函数，第一项的目标表示发电商通过向市场投标而得到的回报最大化。后两项表示报价成本最小化，当 $\mu_i = 1$ 时等同于发电机组的运行生产成本。

3.3.3 约束条件

（1）发电机最大最小发电功率约束

$$\underline{q}_{it} \leqslant q_{it} \leqslant \overline{q}_{it} \tag{6.4-4}$$

（2）发电机爬坡速率约束

$$-\Delta q_i \leqslant q_{it} - q_{i,t-1} \leqslant \Delta q_i \tag{6.4-5}$$

（3）发电机状态动态约束

当 $x_{it} \cdot u_{it} > 0$ 时，$x_{i,t+1} = x_{it} + u_{it}$ (6.4-6)

当 $x_{it} \cdot u_{it} < 0$ 时，$x_{i,t+1} = u_{it}$ (6.4-7)

（4）发电机最小开机时间约束

当 $1 \leqslant x_{it} \leqslant up_i$ 时，$u_{it} = 1$ (6.4-8)

（5）发电机最小停机时间约束

当 $-\mathrm{d}n_i \leqslant x_{it} \leqslant -1$ 时，$u_{it} = -1$ (6.4-9)

式中：i 为机组标号；I 为机组数目；j 为报价曲线上的报价点号；J 为报价曲线上的总报价点数；t 为时段标号；T 为交易日的总时段数；p_t 为第 t 时段的市场电价，\$/MWh；b_{it} 为发电机 i 在 t 时段的报价，\$/MWh；$bcst_{it}$ 为发电机 i 在 t 时段的报价成本，\$/h；q_{it} 为发电机 i 在 t 时段的报价电量，MWh；$c_{it}(\cdot)$ 为发电机 i 在 t 时段的电力生产成本，\$/h；$incst_{it}$ 为发电机 i 在 t 时段的生产成本微增率，\$/MWh；μ_i 为发电机 i 的报价因子；R_i 为发电机 i 需求的报价回报；x_{it} 为状态变量，机组 i 在 t 时段的开机或停机小时数；u_{it} 为安排的机组 i 在 t 时段的开停状态，1 表示发电机 i 在 t 时段为开机状态，-1 表示发电机 i 在 t 时段为停机状态；s_{it} 为发电机 i 在 t 时段的开机费用；Δq_i 为发电机 i 的爬坡速率；$\mathrm{d}n_i$ 为发电机 i 的最小停机小时数；up_i 为发电机 i 的最小开机小时数；$\overline{q_{it}}$ 为发电机 i 在 t 时段的最大发电功率；$\underline{q_{it}}$ 为发电机 i 在 t 时段的最小发电功率。

3.3.4 问题求解

在已知市场电价和报价参数 μ_i 后，机组 i 的优化模型式（6.4-3～6.4-9）式可采用动态规划法求解。由于发电商是在本地完成机组组合计算，可视为机组自身的机组组合问题，因此机组 i 的报价曲线可在发电商内部由自身机组组合仿真产生。

首先给出一组报价参数，例如

$$\mu = [\cdots, 0.6, 0.7, 0.8, 0.9, 1.0, 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, \cdots] \tag{6.4-10}$$

由式（6.4-1）得到一组相应的机组报价曲线。假定在交易日各时段的报价曲线中采用相同的报价参数 μ；对于每个选定的 μ 或得到的每一组交易日各交易时段的报价曲线进行机组组合仿真，即可得到一个优化结果，该优化结果中包含了最优目标值、总发电量、总发电成本和平均发电成本、支付给发电商的费用以及发电商在交易日获得的总收益等。对不同的 μ 或不同的报价曲线所得到的不同结果进行分析和比较，选择出最能满足发电商要求的报价曲线。

若发电厂有多台发电机组，而发电商又希望以整个发电厂为单位进行报价，则需要用等报价方法计算发电厂的合成报价曲线。

报价曲线的选择可根据发电商的实际要求采用不同规则。

（1）完美竞争规则。发电商根据交易日总收益最大化来选择报价曲线，交易日总收益为

$$\max reven = \sum_t \{p_t \cdot q_{it}^* \cdot u_{it}^* - [\int_0^{q_{it}^*} incst_{it}^*(q_{it}^*) + s_{it}(x_{i,t-1}^*, u_{it}^*, u_{it}^*)]\} \tag{6.4-11}$$

式中：“*”表示变量的最优值。当报价参数 $\mu=1$ 时，式（6.4-11）的最大收益对应于目标函数式（6.4-3）的最优值。显然，如果当 $\mu=1$ 时目标函数式（6.4-3）的计算结果给出了式（6.4-11）的最大收益，则目标函数式（6.4-3）在 $\mu\neq1$ 时的计算结果所对应的收益均应小于式（6.4-11）的计算结果。即如果参与市场竞争的所有发电商均将微增发电成本曲线作为报价曲线，则此时的市场竞争就是完美竞争。完美竞争条件下的报价可使每个发电商获得最大利润，同时使系统总运行费用最小。

（2）日交易发电量规则。部分市场参与者由于燃料或水量限制，希望其报价曲线能够使总中标发电量不超过设定的上限值，即

$$\sum_{t=1}^{T} q_{it} \leqslant Upper_{gen} \tag{6.4-12}$$

其他市场参与者由于燃料或水量冗余，希望其报价曲线能够使总发电量达到上限，或不低于某一下限值，即

$$\sum_{t=1}^{T} q_{it} \geqslant Lower_{gen} \tag{6.4-13}$$

（3）预期支付费用规则

$$Totalpay = \sum_{t=1}^{T} (p_t \cdot q_{it}) \geqslant Lowerbound \tag{6.4-14}$$

（4）平均成本最小化规则。平均成本是指交易日的总成本与总发电量的比值，即

$$AvCost = \frac{TotalCost}{TotalGen} \tag{6.4-15}$$

此外，还有一些其他的规则，如平均收益规则等。市场参与者通常通过对以上各类规则得到的结果进行分析和比较，从中选取合理的报价曲线。

4 报价决策系统

电厂的报价决策系统又称辅助报价决策系统，是为满足电力市场环境下电厂参与市场竞争，以电厂商业一体化运营为指导，以市场竞价优化策略为核心，以信息整合、系统整

合为手段而设计和开发的一套软件系统。既可以自成体系作为独立的软件运行，也可以作为子系统集成到电厂内部的相关信息管理系统或 ERP 系统中，其应用对象既可以是单独的机组或电厂，也可以是拥有多个发电厂的发电集团。

报价决策系统是一套综合性的信息管理和优化决策系统，通常采用 B/S（浏览器/服务器）结构，所有应用程序集中部署在应用服务器中，数据库服务器负责信息及数据管理，客户端工作站通过内部网络与服务器相连，系统通过专网或以拨号方式与相应的电力市场交易中心连接，进行市场信息交互和电价申报。

发电报价决策系统的典型配置示例如图 6.4-1 所示，由应用服务器、数据库服务器以及多个客户端工作站构成。其中，服务器是应用程序和数据库的载体，客户端使用浏览器接入 Web 服务，用户根据不同权限访问发电报价决策系统的不同功能内容。

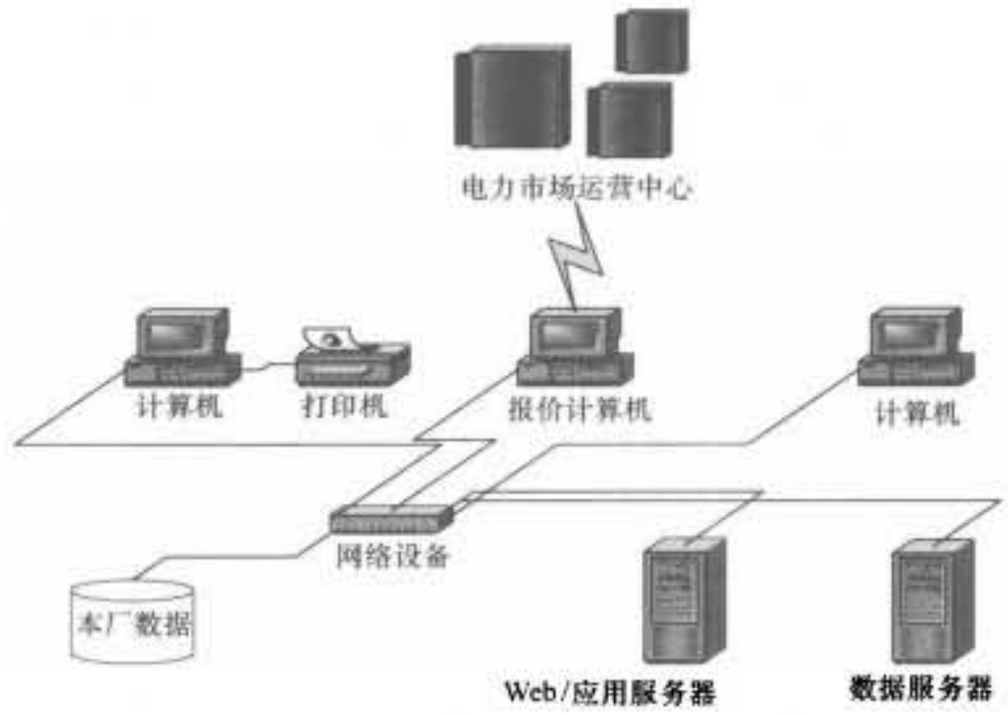


图 6.4-1　发电报价决策系统典型配置示例图

报价决策系统基于 Web 服务方式运行，用户通过浏览器进行访问。Web Server 及应用程序集中布置在应用服务器上，由 Web Server 和基于组件技术的发电决策系统界面构成与用户交互的表示层；预测算法、电价优化申报算法等应用程序构成应用层；数据库和数据文件构成数据层存放于数据服务器中。系统的工作流程如图 6.4-2 所示。

报价决策系统的逻辑结构如图 6.4-3 所示。



图 6.4-2　报价决策系统工作流程示意图

报价决策系统一般应满足以下技术要求：

（1）可靠性：系统的结构设计、设备的配置必须保证系统的稳定可靠运行。

（2）安全性：采用安全防护措施，提供严格的用户认证和管理手段以及身份认证技术，对用户和信息进行授权与管理，并考虑信息保密的时效性，保证系统及其数据的安全。

（3）先进性：采用面向组件的模块化设计，核心算法先进实用，系统具有较强的适应调整能力。

（4）实用性：功能设置从用户需要出发，界面友好、使用方便、针对性强、满足用户实际需要。

（5）准确性：获取的各类数据，在保证符合相关标准的前提下，通过检测、校验等方法，确保获取正确的数据。

报价决策系统一般选用标准通用的硬件设备和商用服务器，应用软件构建在支撑软件平台之上，支撑软件平台包括专用的数据库、开发工具平台等，为应用软件的开发和运行提供良好的技术工具和基础环境。

报价决策系统主要包括成本管理、市场分析、优化报价、结算核算、系统管理等功能模块，采用组件化技术，可以根据市场和用户的具体需求调整功能划分或定制专用模块。

成本管理模块用于实现对电厂生产成本的管理及分析，

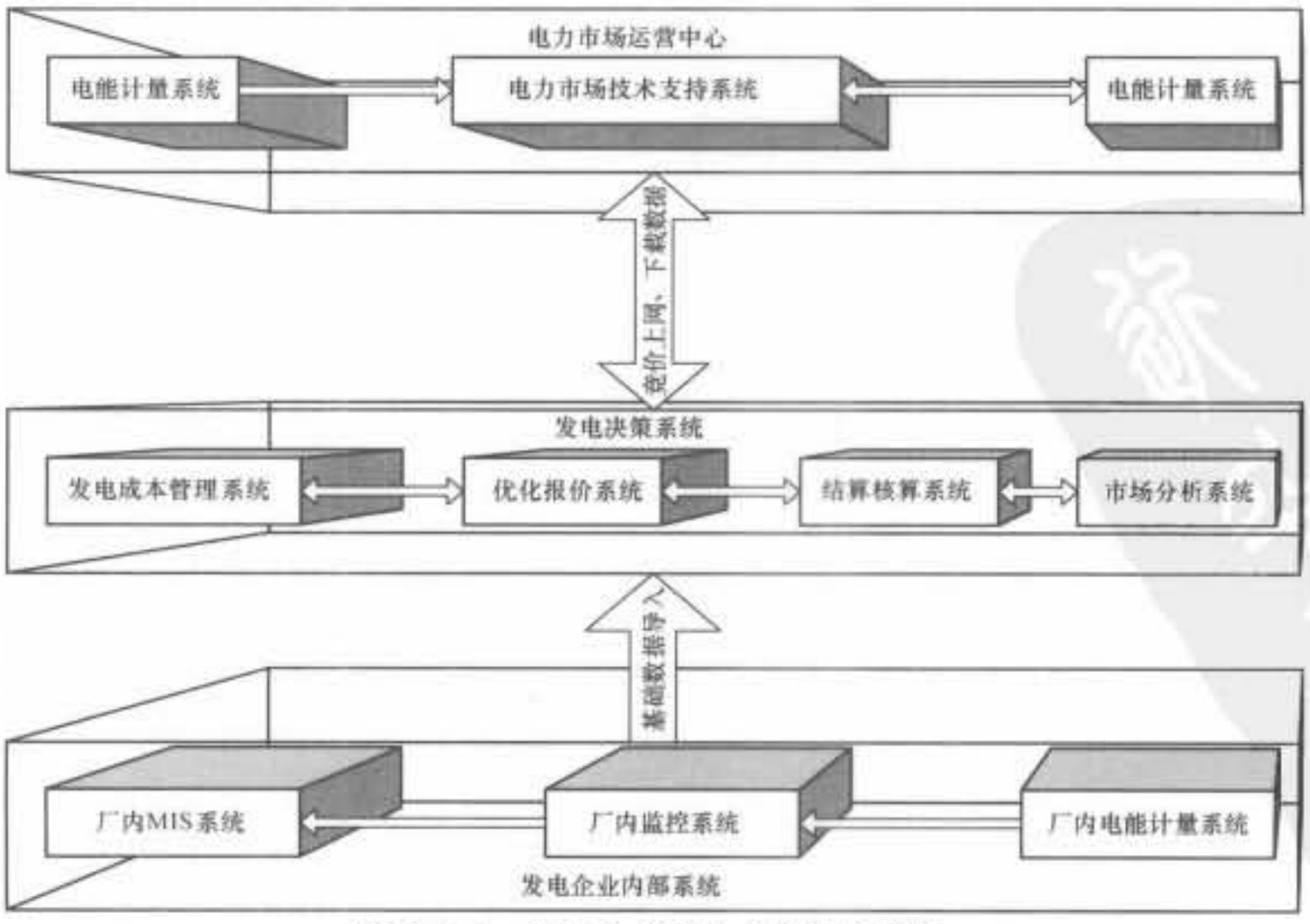


图 6.4-3　报价决策系统功能逻辑简图

协助发电企业了解当前的生产成本和盈利能力。电力生产的特点是发电成本的动态非线性变化，因此发电报价决策系统提供基于电价预测的动态成本分析工具，通过预估不同报价方式下发电企业的盈利情况，帮助报价人员制订最佳的报价决策和相应的机组开停机计划方案，确定生产计划。

市场分析模块用于实现对市场、电网运行、竞争对手、有价值的商业情报、预测评估和交易计划等信息的综合管理功能，具体的实现内容根据电力市场的开放程度以及相关信息类型等确定。

优化报价模块基于成本管理和相关市场信息，在综合考虑安全约束、设备检修、机组运行约束等的条件下，以电价预测及市场风险评估为指导，根据电厂实际确定优化目标，采用相应优化算法，形成不同的报价方案以及相应的生产方案、生产成本、盈利情况和风险概率，为实现电厂的优化报价提供辅助决策。

结算核算模块按照市场规则，实现市场交易的结算和核算以及相关信息的综合管理功能，同时提供市场交易的经济分析等功能。

系统管理用于实现系统的运行控制和管理、用户及权限管理、参数管理以及安全管理等功能，提供保证发电报价决策系统安全可靠运转的支持工具。

在国内外的电力市场中，报价决策系统已经得到广泛应用，但由于报价决策方法还不完全成熟和实用，尚不能代替决策者的智慧和经验，从目前的应用效果看，报价决策系统生成的报价方案一般仅作为实际决策的参考依据。

第5章 供用电市场

供用电市场又可称为配电市场，它的主要功能是连接专属区域内的广大用户，经与高电压等级的输电网连接从其他网络或电厂获得电能后在用户间进行分配，同时承担对用户的服务、计量、收费等职责。

目前我国具有配电特征的电力工业组织结构主要包括省（自治区）内地区供电公司、直辖市供电公司。如果对其细分，可以继续划分到区县级供电公司一级。

在电力工业重组后，可根据配电网络和配电业务的特征，重新划分组成若干个配电公司，由配电公司拥有和经营配电网络，由零售商、大用户和中小型用户等市场参与者构成供用电市场。

在本章中，主要分两个层次对供用电市场进行介绍，第一个层次侧重于介绍供用电市场的基本概念和内容，主要包括供用电负荷及其分类、供用电市场的分析预测、供电成本分析及电价等内容；第二个层次主要是结合电力市场化改革的趋势，介绍了供用电市场的运营和管理模式、需求侧管理等内容。

1 用电负荷及其分类

1.1 用电负荷

供用电市场中的用电负荷是指客户的用电设备在某一时刻实际取用的功率的总和。通俗地讲，就是用户在某一时刻对电力系统所要求的功率。从电力系统来讲，则是指该时刻为了满足客户用电所需具备的发电功率。

1.2 用电负荷的分类

（1）根据电力系统中用电负荷发生时间的不同，可分为以下几类：

1）高峰负荷。又称最大负荷，是指供电网或用户在一天时间内所发生的最大负荷值。高峰负荷又分为日高峰负荷和晚高峰负荷。

2）低谷负荷。又称最小负荷，是指电网或用户在一天24h内发生的用电量最少的一点的小时平均电量，为了合理用电应尽量减少发生低谷负荷的时间。对于电力系统来说，峰、谷负荷差越小用电则越趋近于合理。

3）平均负荷。是指电网中或某用户在某一确定时间段的平均小时用电量。为了分析负荷率，常用日平均负荷，即一天的用电量除以24h，另外在做用电计划时往往也会用到月平均负荷和年平均负荷。

（2）根据客户在国民经济中所在的部门可以分为以下四类：

1）工业用电负荷。

2）农业用电负荷。

3）交通运输用电负荷。

4）照明及市政生活用电负荷。

（3）根据突然中断供电所引起的损失程度可以分为以下三类：

1）一类负荷。也称一级负荷，是指突然中断供电将会造成人身伤亡或引起对周围环境严重污染的，如医院手术室；突然中断供电会造成经济上巨大损失的，如重要的大型设备损坏，重要产品或用重要原料生产的产品大量报废；突然中断供电将会造成社会秩序严重混乱或产生政治上严重影响的，如重要的交通与通信枢纽、国际社交场所等的用电负荷。

2）二类负荷。也称二级负荷，是指突然中断供电会造成经济较大的损失，如生产的主要设备损坏，产品大量报废或减产；突然中断供电将会造成社会秩序混乱或在政治上产生较大影响，如城市主要水源、商贸中心等的用电负荷。

3）三类负荷。也称三级负荷，是指不属于上述一类和二类负荷的其他负荷，对这类负荷，突然中断供电所造成的损失不大或不会造成直接损失。

用电负荷的这种分类方法，其主要目的是为确定供电工程设计和建设的标准，保证使建成投入运行的供电工程的可靠性能满足生产或安全、社会安定的需要。

2 供用电市场的分析预测

供用电市场的分析预测包括了电力供需分析、电力电量需求预测、负荷特性分析、售电量预测以及与供用电市场密切相关的国民经济发展和居民用电走势分析等内容。

供用电市场分析预测的核心和本质是预测，特别是负荷和电量预测。从预测周期来看，可以划分为短期、中长期负荷预测。因为所涉及的影响因素不同，它们所使用的技术也有所不同。

短期预测的基本原理是运用相似日原理和影响因子修正原理，所采用的技术和方法都是从这两个方面着手：第一，相似日识别技术的应用；第二，根据所提供的数据，计算影响因素对负荷的影响程度。进行短期负荷预测时需要充分研究电网负荷变化规律，分析负荷变化相关因子，特别是天气因素、日类型等和短期负荷变化的关系。

中长期负荷预测需要考虑经济因素，这和短期预测不同。负荷按用电性质可以分为居民用户、商业用户、工业生产用户和非工业生产用户等。预计中需使用人均用电量、最终用途分类等方法，同时考虑经济发展形势、就业情况、人口变化等因素，分析用电需求的变化。

在表6.5-1中，列出了各类预测所采用的技术及方法。

表6.5-1 短期和中长期负荷预测技术及方法

预测类别	预测时间	预测技术	常用预测方法
短期	未来1日～1周	（1）负荷和天气因素相关性建模 （2）回归分析技术 （3）非线性映射和预测技术 （4）日类型相近的准则确定和识别技术	（1）线性外推和回归方法 （2）人工神经网络方法 （3）基于模糊规则的推理预测方法

续表

预测类别	预测时间	预测技术	常用预测方法
中长期	未来1月～数年	（1）数据拟合、线性外推技术 （2）回归技术 （3）非线性映射和预测技术 （4）类比技术 （5）经济模型预测技术	（1）数据拟合和线性外推方法 （2）回归方法 （3）人工神经网络方法 （4）灰色系统方法 （5）经济模型方法 （6）部门分析法 （7）类比方法 （8）条件需求法

3 供电成本分析与电价

电价是再生产电能这个商品的补偿价值的货币表现。由于当前科学技术还没有达到可以直接地计算电能这个商品再生产补偿价值的价格，所以，为了使电价尽可能与电能价值吻合，仍需以成本为依据定价，即电价构成应符合商品价格公式：电价＝供电成本＋盈利。

3.1 供电成本

供电成本是指电力企业生产以至销售电能全过程中发生的费用，它是用来保证电力企业能维持再生产的费用开支。凡列入成本的费用，原则上必须是同产品生产与销售有关，从而应通过成本获得补偿的费用，即只有形成产品再补偿价值的支出（生产费用）才属于成本。

3.1.1 供电成本的分类

（1）按生产和销售过程分类，可以分为发电、供电、用户费用，其中供电部分又可分成输电和配电两个部分。

（2）按发生情况分类，可分为直接、间接成本，或分成主要、杂项成本两个部分。

（3）按费用性质分类，可分为变动、固定费用（也称为变动、固定成本）两部分。变动费用是指与电能销售量成正比的费用，如燃料、线损等。固定费用是指不随电能销售量变动，或虽有变动但影响极小的费用，如折旧费、大修提取费、职工工资性支出等。一般可理解为与时间成比例的费用，因为这些费用的数量几乎完全依时间而定，单位时间内生产或销售的电能数量越多，单位数量电能所分摊到的固定费用就越小。按费用性质分类的方法，在电价理论中获得了较为广泛的应用。

3.1.2 影响供电成本的因素

供电成本的高低，主要决定于电力企业本身的生产技术水平、管理水平及电源构成（如水、火电厂容量比例）、电网结构；其次，取决于用户的用电条件。对于一个独立核算的电网或供电企业，其供电成本对同等条件的用户在数值上是相同的；而对于电网内各类不同用户，由于其用电条件的差异，均对电网的供电成本发生影响，如：

（1）用电负荷组成成分，特别是一、二、三类负荷的数量及比例。

（2）用电负荷布点，特别是受电点的地理区域，受电点负荷数量大小。

（3）用电方式，如设备容量、负荷率、用电功率因数、用电时间。

（4）受供电方式，如供电电压、电源数量。

3.1.3 供电成本和用户用电的关系

供电成本取决于用户用电条件，各类用户将使电力企业产生不同的费用。为了使用户按其对电网所造成的负担，进行公平合理的承担，为了使电能消费者了解他们所消费电能的真实价值，使国家的能源获得有效的分配，为了使电能成本分摊到用户的方式能适应现今财务、统计和经营管理资料的尺度，必须对用户影响供电成本的因素进行分析。

（1）影响电网固定费用的因素主要是用户投入电网的用电容量（一次用电容量）的大小。电网固定费用，按我国现行经济体制及核算成本方法，取决于一年内代表日的电网最大负荷，因其决定了发电装机容量与供电容量。只要电网同意某用户用一定数量的电力，电网就得经常地为它准备着供应这一电力负荷的设备，并支出与其有关的一切固定费用。

（2）影响用户实际用电容量大小的因素有：

1）对供电可靠性的要求。

2）用户用电高峰负荷的出现时间。

3）用电功率因数。

4）供电电压。

5）用电小时数。

（3）影响电网变动费用的因素主要是用户用电量的多少。用户单位容量的用电量越多，电网支付的变动费用越多（固定费用则相反）。

3.2 供用电电价

3.2.1 电价制度

世界上曾采用并存在的电价制度约有五类：

（1）定额制。通常称为“包灯”制。其不论用电多少，只按其用电容量收取定额电费。这种“包灯”制目前已取消。

（2）电量制，即按用电量多少收费。它又分成四种：

1）电量直线制，又称单一制。不论容量大小与电量多少，只按一种电价计费。如现行电价中的照明、普通工业与非工业电价等。

2）电量梯级制。按用户实用电量多少分成若干等级，每一等级一种价格水平。

3）电量区段制。将一个用户的用电量划分成几个区段，每个区段的价格水平不同。

4）电量直线加基本费制，即相对于用户的用电容量有一个起码电量。当实用电量少于起码数时，按起码数收费；高于起码数时，按实计收费。

（3）负荷率制。为提高电网和用户设备利用率，按电网的固定、变动成本，分别计算电费，这是一种比较合理的方式。它可以分为以下两种：

1）两部制，即固定电费加电量直线制，如我国现行的大工业电价。

2）需量加电量区段制。

（4）三部制，是在两部电价的基础上增加用户费用的收取。

（5）差价制，是在两部制电价基础上为反映供求关系，利用价格杠杆进一步改善电网日、年负荷曲线，以提高发供电设施利用率。

1）峰谷差价制，即将一天24h划分成高峰、低谷（或峰、平、谷）时段，实行不同价格水平。

2）季节差价制，即将一年365天划分成不同时期（如丰、平、枯水期），施以不同电价。

3）质量差价制，即按用户对供电保证程度差别而造成的电能成本差别程度，施以不同电价。

3.2.2　我国现行的电价体制

（1）国家电价。现行国家电价是按用电性质和用电设备分类，有以下几种计价方式：

1）照明电价：一般是指居民的照明用电和家庭常用的电气设备用电的电价。

2）普通工业、非工业电价：它是指科研单位、中央主管部门和省级主管部门的附属工厂执行的电价。

3）大宗工业电价：大宗工业用电是按两部制电价，即基本电费和电量电费进行计费。亦有基本电费按最大需量进行计费的电价。

4）农业生产电价：农业生产电价是指农业生产及农民群众自身生活所需的农副产品加工用电的电价。

执行时，往往一个用户的一个受电点有多种用电性质的不同价目，因此首先必须完整、准确地理解和掌握，避免断章取义。

（2）解决“一电多价”的方法。为解决“一电多价”计算电费的不便，一些省对省网的电价管理实施并价。并价是将省直接征收的燃料附加费并入电价。并价后，规定新的六大电价分类：工业用电、商业用电、住宅用电、稻田排灌用电、非工业用电和趸售用电。各类用电类别不再分电压等级定价，“灯力”合一（即照明和动力合一）。将原照明用电按用电性质分列为商业用电、住宅用电和非工业用电、普通工业用电。取消对农业生产用电的优惠，将原农业生产用电按用电性质分列为非工业、普通工业用电和住宅用电。对山区实行电价优惠。对化肥企业实行优惠电价。

（3）功率因数调整电费。功率因数调整电费是电网通过对实际用电功率因数高于或低于规定标准的用户减收或增收一定数额电费的方式，来衡量用户提高功率因数并维持其均衡的责任与义务的承担程度。它是电网在总电费额不变的情况下，按用户在提高并保持均衡功率因数工作中为社会所作贡献大小，来调整用户之间电费的分配方式。

4　供用电市场的运营管理模式

一个典型的供用电市场一般包括了配电网运行管理和电力零售两部分。根据市场中各参与主体在职责和权限上的不同，可以将供用电市场归纳和总结为如下几种比较典型的运营管理模式。

4.1　垄断经营模式

该模式的特点是在输、配电分开的前提下，由配电公司对配电网实行垄断经营，并根据地域或配电网连接的实际情况确定配电公司的经营范围。供用电市场竞争通过各配电公司竞价购电实现，市场竞争的主体是各配电公司。

在这种模式下用户电价仍然实行管制，电价高低取决于配电公司的运行成本和竞价购电成本。这种模式与传统的自上而下的垂直管理模式比较接近，实现输配分开后可将原来的配电部门直接转变为配电公司。不足之处在于配电公司在其经营地区内由于缺乏竞争将使社会效率降低。

4.2　标尺竞争模式

这种模式分为三步：第一步，由电力监管部门确定一个公司作为标尺，此公司具有效率较高的特点，称为模型公司，这样的公司并不一定是实际存在的公司；第二步，以模型公司运营情况的各项指标作为依据，计算出各种税费标准或补贴办法；第三步，由监管部门根据第二步计算出的税费标准，向各配电公司征收税费或进行经济补贴。

在该模式中，竞争主要是通过配电公司与模型公司的绩效比较来实现的。配电公司的效率如果比模型公司高，则在竞争中处于有利地位。这种模式下配电侧仍然实行管制，配电公司在其经营范围内处于垄断地位。

这种模式在拉美各国得到了应用，其实践经验表明：虽然确定模型公司还比较麻烦，甚至存在争议，但在这种竞争模式下却使用户电价明显降低了。

4.3　配售分开模式

这种模式是将原来配网供电部门的配网服务和售电服务两种业务分开，分别由配电公司和零售公司承担。新的配电公司和零售公司分属不同的公司，或者至少在财务上实行独立核算。配电网实行与输电网基本相同的政策，即配电网对所有市场参与者（包括零售公司、大用户等）开放，市场参与者只需要向配电公司支付一定的配电网使用费就可以通过配电网向用户售电。配电公司成为非营利性的机构，负责配网的规划、维护和运行，配电网的使用费由配电公司与电力监管部门共同制订。零售公司则必须与其他零售公司展开竞争以争取更多的用户。

在这种模式下，由于市场上有众多零售公司参与竞争，促使用户电价下降、社会效率提高，但同时它也需要具有严格的监管和完备的市场法规以规范市场竞争。

这种模式是一种比较理想的模式，它也是电力市场化改革的发展方向。英国的供用电市场就是采用这种配电与零售完全分开模式的典型代表。

5　需求侧管理

需求侧管理（Demand Side Management，DSM）是指电力公司通过法律的、经济（市场）的和技术的手段来提高用户的用电效率，从而改变负荷曲线以适应不同的计划和生产运行目标。

5.1　实施需求侧管理的目的

实施需求侧管理可以实现以下目的：

（1）降低电力生产成本，包括建设成本，例如推迟装机、减少调峰机组等；也包括运行成本，例如通过 DSM 削峰填谷，提高系统的运行效率。

（2）降低用户电费支出。通过 DSM 措施使用户合理用电，降低单位用电成本。

（3）增加全社会用电比例。通过 DSM 措施降低用户的单位用电成本，并提高相应的用电服务，可以扩大用电市场。

（4）节约资源和减少环境污染。

5.2　需求侧管理技术措施

需求侧管理技术措施是指某项技术、设备或系统装置，它能够使用户终端负荷是电力公司希望的负荷形状，并同时使用户控制每月电力支出。该类措施主要包括建筑物绝热保温措施、提高用电设备效率、热存储技术、负荷控制技术。

（1）建筑物绝热保温措施。这些措施是指能够减少建筑物室内热量流出或室外热量流入，或者能控制太阳能进入房屋的技术措施。这些措施可使用户在一定程度上控制建筑物内电力制冷（采暖）、照明及热水器的电耗。

（2）高用电设备效率。该类措施主要包括电力采暖措施、高效空调器、高效电力热水器及其他高效设备。

（3）热存储技术。可实施热存储技术的用电终端包括电采暖设备、制冷设备、热水器。通过采用储热技术，可大大

减少这类终端的峰负荷要求。

（4）负荷控制技术。负荷控制技术措施可以分为电力公司直接控制和当地控制这两种主要形式。

其中，电力公司直接负荷控制采用削峰和移动负荷的传统方法。在控制期内，通过遥控的方式断开用电设备或对设备循环开停以减少或推迟负荷。

当地负荷控制依赖于用户整定的控制内容和时间控制参数。用户基于对电力公司的间接鼓励（通常形式是特定电价或其他刺激）的反应来决定控制参数。

5.3 需求侧管理的市场实施方法

需求侧管理的市场实施方法就是电力公司促使用户接受DSM的方法，主要包括用户教育、用户直接联系、广告促销、多种电价和直接经济刺激等。

（1）用户教育。它是电力公司采用的最基本的市场方法，它用于：

1）告诉用户电力公司可为他们提供的产品和服务，他们可得到的好处，促进用户参加DSM。

2）使用户增加服务的感觉价值。

3）告诉客户参加DSM规划的合适要求。

4）增加用户对影响购电决策的因素的了解。

5）改善同用户的关系。

（2）直接用户接触。直接用户接触技术是指为使用户更多地接受电力公司的DSM，由电力公司代表与用户面对面交谈，对用电设备选择、运行、供暖/制冷系统尺寸设计、照明设计甚至家庭节能进行指导和建议。

（3）广告宣传和促销。广告采用各种媒体给用户信息，说服用户接受DSM。促销包括各种支持广告的活动，例如新闻发布会、名人推销、展览、赠券、有奖竞猜等。

（4）多种电价结构。实施多种电价是电力公司促进DSM的重要措施。表6.5-2中给出了针对需求侧管理制订的多种结构的电价。

表6.5-2 电价分类与定义

电价分类	定 义
需求电价	它根据用户所需最大容量确定，为用户改善负荷因子提供刺激
分时电价	它是变化的，当用户在峰荷时用电，则成本高，反之则成本低
反向电价	将用户在单位时间（一般可按月计算）内所用的电量按标准进行分段，其中第一段电量可以采用一个“生命线价格”①，在后面的各段中，电价将逐段升高。后面的尾部负荷块中消耗每单位电量，将支付较多；第一个负荷块可以采用一个生命线价格
季节电价	不同季节用电，其价格有区别
可变供电服务水平	用户预订一个能满足他们需求的最小供电服务水平
促销电价	这种电价用于吸引某类用户加入到公司供电区中来
非峰电价	这种电价反映了非峰电力成本较低，专为蓄热采暖、蓄热热水器等终端而制订
节电电价	根据用户建筑物能满足的最低用能效率标准来降低电价

① 生命线价格是指为保障弱势群体的用电权益，采用的低电价。

（5）直接刺激。直接刺激是通过减少购买设备所需的现金，或者通过缩短回收期（即增加回报率）来使DSM投资有吸引力，从而增加DSM的短期市场渗透。

直接刺激的领域包括现金补助、回扣、买回规划、付账信用（Billing Credits）和低息/无息贷款。

6 配电市场实例

供用电市场在英国、美国、北欧和其他国家已经有多年的实践经验。其中APX公司可能是最大的售电市场经营商，它的配电点不仅在美国，在其他国家也有不少。

一个售电公司就是一个既没有发电厂也没有配电网络的公司，它从发电厂（或电网公司）购电，向配电公司付过网费，然后销售给自己的用户，并赚取利润。为了能够营利，关键是能够买到比较可靠而便宜的电力，其次是要有一套先进的售电管理系统。日本的经验比较有启发，日本的十大电网电力市场改革进展很迟缓，但是售电市场却先实现了市场化，因为日本的企业自备电厂很多，他们往往有富余的电力卖不出去。日本政府规定各大电力公司必须开放30%的负荷，因此售电公司有了发展余地。

售电管理系统主要是通过互联网来采集用户的用电量，并进行监视和结算。电度量每半小时读取一次。售电公司要监视用户的用电量不得超过计划的±3%。售电公司必须保证它从电网公司（或发电厂）购电的总负荷不得超过计划电量。为此它要对自己的负荷进行调度。

售电公司必须建立一套计算机系统，它要能够采集各用户的电度量（每半小时一次）以及从电网公司（或发电厂）购电的总电量，要有一个数据库存储这些数据，并有一个结算系统。为了使这套系统可靠必须有两套互相备用。

建立售电公司可以与供电局相互展开竞争，从而改善管理和提高效率。

第 6 章　电力市场监管和市场建设

1　电力市场的建设方案设计和分阶段实施

1.1　电力市场建设方案的设计

电力市场建设是一项复杂的系统工程。电力市场建设涉及经济社会发展的各个层面以及历史和现实的利益格局，不同国家、不同地域的电力市场在市场模式、交易机制以及运营规则等方面存在相当大的差异，这些差异不同程度地影响了电力市场建设方案和实施方案。没有一种标准模式可以照搬照抄，否则就会犯错误，甚至推倒重来。这样的例子屡见不鲜，例如，英国的电力市场自 1990 年投入运行以来电价不但不降，反而越来越高，不得不全面修改设计，自 2001 年起采用了新的 NETA 方案。美国这样的例子也很多，如加州 2000～2001 年的能源危机，导致重大的经济损失。因此，必须对市场建设进行详细的分析论证和系统全面的设计。

电力市场是在前人的许多失败教训的基础上不断发展起来的，必须认真研究和吸取国内外的经验和教训，电力市场设计又必须结合国情，结合实际，因时因地制宜。建设方案和实施方案直接影响到电力市场的运营稳定性和运营效率，也影响到系统运行的安全和系统的长期发展。因此，在进行电力市场建设前，需要组织力量，进行深入的分析研究，做好电力市场建设方案设计。

1.2　对电力市场建设的基本要求

(1) 从我国国情出发，借鉴国内外电力市场的建设经验，要有利于促进电力工业持续健康发展，有利于消除市场壁垒，实现电力资源的优化配置，有利于促进电力企业公平竞争，降低成本，提高效率。

(2) 电力市场建设要保证电力市场的高效、安全、可靠和稳定运作，保证电力交易的“公开、公正、公平”，保证电力系统的安全、稳定、经济运行。

(3) 电力市场建设的基本原则是：统筹规划，合理布局，总体设计，分步实施，因地因网制宜。

(4) 符合《中华人民共和国电力法》、《关于区域电力市场建设的指导意见》等各项有关电力市场的政策和规定。

(5) 有利于减少污染，促进环保。

(6) 有利于电网和电力市场的长远发展。

1.3　电力市场建设方案的基本内容

以区域电力市场建设方案为主，其基本内容大体上如下：

(1) 前言（或序言）。主要包括提出本建设方案的理由和根据，要达到的目标，本网的特点和要求，最后对本方案的基本内容作一简单介绍。

(2) 区域电网结构与运行情况，包括装机容量和负荷情况，水火电比重，有无核电，主接线图，系统运行方式（包括潮流和稳定计算），运行事故统计，现有 EMS 系统运行情况，各省是否已建电力市场，各省的电价水平，在运行中存在的问题，运行人员和单位领导对区域电力市场的建设有何要求等。

(3) 区域电力市场的模式设计。这是电力市场建设方案中最重要的一个步骤。电监会《关于区域电力市场建设的指导意见》中规定：“区域电力市场包括统一市场和共同市场两种基本模式。”在第 3 章 3.5.1 节中已经指出，统一电力市场模式有利于优化利用全网的资源，有利于打破省间壁垒，由于区域内独立发电厂数量较多，较容易保证公平竞争。这是一种比较好的模式，国外的电力市场基本上都采用这种模式。建议凡是有条件采用统一市场模式的区域电力市场都采用这种模式。采用统一市场的条件是：

1) 电网联系比较紧密，省间互送的潮流大。

2) 各省的电价差别很小。

3) 水电比重较大而必须全区域统一调度的网。这样的网比较适宜于采用统一市场模式。

共同市场模式是在我国的三级调度模式的基础上发展起来的，在世界上还没有先例。它的主要问题是在一个省内的独立发电公司数量可能较少（一个发电公司的市场占有率可能大于 20%），难以组织公平竞争。在第 3 章 5.2 节内我们提出了 A、B、C、D 四种共同市场模式，推荐采用模式 A（即华东电力市场模式），因为这种模式非常接近于统一市场模式。如果各省电价差别较大难以统一时，可采用模式 B，不推荐采用模式 C 和 D。如果必须采用，应尽快发展成为 A 或 B。

(4) 区域电力市场的市场结构。包括由哪些市场成员组成（区域电力调度交易中心，省调度交易结算中心、独立发电公司，大用户，直调发电厂，企业自备电厂，电监会分支机构等），他们间的互相关系。各市场成员的任务和分工。

(5) 区域电力市场的交易方式：

1) 年度电量计划与交易。根据“区域电力市场的电能交易按照合约交易为主，现货交易为辅”的原则，建议年度计划电量应占全年电量的 75%～80%（由电力监管机构确定）。原则上通过竞价形成。竞价后可由电力调度交易中心与各独立发电公司签订合约（包括电量与电价）。

2) 月度电量交易。由于长期负荷预计的不确定性，误差可能达到 10%以内，所以需要每月进行修正。电量应占全年电量的 10%左右（由电力监管机构确定）。月度计划也应竞价，并签订合约。

3) 现货交易的竞价。现货交易是指次日 24h 的竞价交易，电量约占全年电量的 10%～15%。根据电力监管委员会《关于电力市场建设的指导意见》，“现货交易可以采用全电量竞价和部分电量竞价的方式。全电量竞价指参与竞价上网机组的全部电量均在现货市场中竞价，其中大部分电量由购售电双方签订差价合同；部分电量竞价指参与竞价上网的发电机组按规定安排一定比例的电量参加现货市场竞价，大部分电量由购售电双方签订物理合同。”这条规定的目的可能是为了降低现货市场的风险。由于日前负荷预计有一定误差（最大误差可能达到 3%～5%），所以除了大部分电量由双方签订差价合同或物理合同外，余下的竞价部分电量要用

来平衡日前负荷预计的误差。算法见第 3 章 2.1 节（竞价交易的数学方法）。

4）实时（平衡）市场的竞价。在实施运行中，由于负荷可能出现突然的波动和发电机可能停运或线路故障跳闸，使系统总发电功率与总负荷失去平衡。如果偏差在 3%以内时，可以不修改发电计划，偏差部分由 AGC 自动调整。如果偏差超过 3%，则应由实时（平衡）市场来恢复平衡。具体做法如下：首先，在实时运行的 3h 以前，任何发电机可以报实时调整电量与电价，报价曲线如图 6.6-1 所示。然后，用超短期负荷预计程序每 5～10min 一次预测半小时以后的负荷（与状态估计计算同步进行）。如果预测负荷与实际负荷的偏差超过了 3%，则启动实时平衡程序，把各电厂报的增电量与电价从低到高排队，减电量与电价从低到高也排一个队。根据不平衡量是多还是少，可以得出购电量最低的平衡电量。然后下发给各电厂执行。

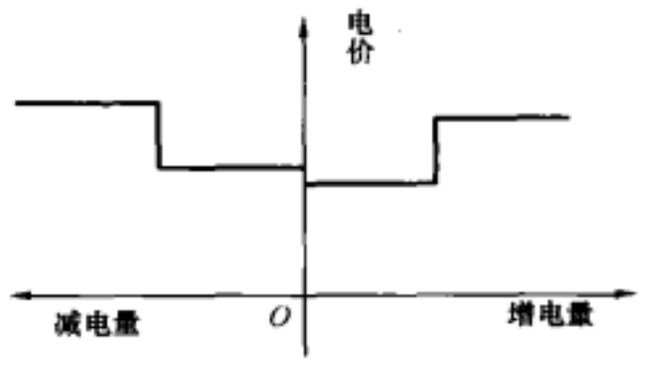


图 6.6-1 平衡电量与电价的关系

5）辅助服务市场。辅助服务可分为备用容量、无功、AGC 和黑启动 4 大类。根据电监会文献，“在电力市场建设初期有偿辅助服务可暂不纳入交易范围，随着市场发育，辅助服务逐步实行市场竞争。”建议在市场正常状态下，无功（当功率因数在 0.85～0.9 之间）为无偿服务，其余为有偿服务。其中备用容量可以竞价，AGC 与黑启动按其贡献的大小提供补偿。

6）输电服务与阻塞管理。输电系统应当对所有市场成员提供无歧视的高质量的服务。为了偿还输电线路的基建投资和维护运行的成本，需要向各市场成员收取一定的服务费，这服务费里还应包含一部分扩建新线路的投资。这一部分投资很重要，因为根据北美 2003 年 8·14 大停电事故的经验，事故的原因部分是由于在实现电力市场改革以后，大部分线路都满负荷甚至超负荷运行，很容易发生事故。但是要建设新的线路，各电网公司却拿不出钱来。根据电力监管委员会文件，“输配电价格按国家规定执行”。在第 3 章 4.2 节（输电规划与输电成本的回收）中介绍了几种常用的输电服务费的计算方法和在我国应采用什么算法的推荐意见。建议在制订区域电力市场建设方案时根据实际情况进行验算，并报电力监管机构作为确定区域电力市场输电价格的参考。

关于阻塞管理的计算和处理方法请参看第 3 章 2.2 节（阻塞调度的数学方法）。

7）电源充裕度（Resource Adequacy）的管理。在实现电力市场改革初期，各国往往对现货市场和中短期双边合同比较重视，而忽视了电源的长期规划，例如美国加州 2000～2001 年的能源危机就是一个惨痛的教训。我国也出现过 2003～2005 年的全国性缺电，造成很大损失。所谓电源充裕度，相当于电力市场改革以前的电源规划，而我国建设新电厂的投资，主要来自国家投资。由于国家投资的限制，往往跟不上负荷增长的速度。电源充裕度则主要是利用市场手段，来解决谁来投资的问题，而且发电方与用电方都要承担一定责任，以避免建厂过多或过少的风险。关于电源充裕度的解决方案在第 3 章 4.1 节中已有详细介绍。必须强调，为了保证电网的安全可靠运行，必须遵守我国 SDJ 161—1985《电力系统设计技术规程》规定的全网总容量 20%备用容量。由于计划检修容量通常约占系统总安装容量的 10%，所以还剩下 10%的容量作为运行备用容量（美国的运行备用容量为 12%）。这部分运行备用容量必须得到保证。否则在高峰负荷时出现拉闸限电现象是难以避免的。

8）结算。一般每天清算一次（不实际付费，仅记账），每月结算一次。结算单位要每时段根据高精度电能表的读数与发电计划相比较，如果超过一定容许误差（3%）则认为是违约，处以罚金。不仅现货市场，月度与年度合约、平衡市场、辅助服务、阻塞管理都要监督和记录，工作量很大。国外电力市场通常由一个专门机构负责处理。我国东北和华东电力市场都由省（市）调度结算中心负责本省的结算，减轻了区域调度交易中心的工作量，是一个创举。

9）信息的发布。信息的发布是为了向所有市场成员公开发布有关的市场信息，使各成员能据以制订自己的报价计划。主要的信息有：上一天的每时段各发电公司的电量和市场边际电价，次日的系统负荷预计，系统单线图，各联络线的可用传输容量，计划检修的机组和线路等。具体请参见国家电力监督委员会的《电力市场运营基本规则（试行）》。

1.4 电力市场建设的分阶段实施

区域电力市场建设的实施阶段如下：

（1）建设方案的设计：这是最重要的阶段，由电力监管分支机构负责，运行单位参加，也可以聘请其他单位的专家咨询。在设计中应包括省（市）市场的建设方案，最好区域电力市场与省/市电力市场同步建设。如有困难可以先建区域电力调度交易中心，个别省可以缓建［如果先建省（市）电力市场，后建区域电力市场，由于没有统一规划，往往会造成不协调］。大体上约需半年至一年。

（2）运行规则及运营系统功能要求的制定：约需半年（包括审批）。

（3）准备标书，招标及评标：主要由运行单位负责，3 个以上系统控制公司参加竞标，电力监管分支机构负责监督。约需半年左右。

（4）运营系统开发：由中标单位负责，运行单位可参加部分工作（生成画面与数据库），以便熟悉系统。一年至一年半。

（5）工厂验收与现场安装和验收（包括与各厂站的接入）：约需 3～4 个月。

（6）系统试运行：主要考验运营系统，3 个月。

（7）电力市场模拟运行：按实际电力市场运行环境运行，但不实际结算。在运行中发现问题并修改设计。半年至一年。

（8）电力市场正式投入运行。

总的进度约需 3 年至 3 年半。其中个别进度可根据实际需要和可能进行调整。

2 对电力市场运营的监管任务和内容

电力市场是由调度交易中心、发电企业、供用电企业、大用户、输电公司等许多成员构成的，这些单位之间再也没有隶属关系，主要是购售电关系和有关的服务。为了保证这个电力市场健康有序地运营，通过公平竞争来提高运行效率，降低成本，并保证电网的安全经济运行，设立一个国家领导下的电力监管委员会是必不可少的。根据国办发［2003］7 号文，国家电力监管委员会的主要监管内容如下：

（1）研究提出电力监管法律法规的制定或修改建议，制定电力监管规章，制定电力市场运行规则。

（2）参与国家电力发展规划的制定，拟定电力市场发展规划和区域电力市场设置方案，审定电力市场运营模式和电力调度交易机构设立方案。

（3）监管电力市场运行，规范电力市场秩序，维护公平竞争，监管输电、供电和非竞争性发电业务，颁发和管理电力业务许可证，协同环保部门对电力行业执行环保政策、法规和标准进行监督检查。

（4）根据市场情况向政府价格主管部门提出调整电价建议，监督检查有关电价，监管各项辅助服务收费标准。

（5）依法对电力市场、电力企业违法、违规行为进行调查，处理电力市场纠纷。

（6）负责监督电力社会普遍服务政策的实施，研究提出调整电力社会普遍服务政策的建议，负责电力市场统计和信息发布。

为此，国外许多国家都设立了电力监管机构。尽管监管的内容和方式有所不同，但是监管的目标是一致的。

我国监管机构的主要监管内容大致如下：

（1）制定有关电力市场建设的政策与法规。自 2002 年以来，已经颁布了许多有关法规，如《电力市场监管办法》、《关于区域电力市场建设的指导意见》、《电力市场运营基本规则（试行）》等，对推动我国电力市场的建设工作起了重要作用。以后还将根据新的形势出台新的政策，指导我国电力市场的建设和运营。

（2）制定和批准区域电力市场建设方案。文献规定："电力监管分支机构会同有关电网经营企业和发电企业研究区域电力市场建设方案，经国家电力监管委员会批准后实施。"根据同理，各区域电力市场结合本网特点制定的电力市场运行规则和运营系统的功能要求也要经过电监会批准。

（3）确定市场电价。电价是电力市场的核心，没有科学的、灵活的电价系统，就没有电力市场。根据电监会文件，"各区域电力市场应合理确定电费结算方式，按规定报批后执行。在国家电价制度改革之前，竞争电量部分按市场竞争形成的价格结算，其余电量按国家批准的价格结算，或按购售电企业签订的差价合约结算。具备条件的可实行容量电价和电量电价两部制模式。在电力市场运行初期，为维护市场稳定，电力监管机构可以会同有关部门对竞争形成的电价实行最高和最低限价。"

（4）"建立有利于促进电网健康发展的输配电价格机制。经核准的大用户向发电企业直接购电，其购售电价格由双方协商确定，输配电价格按国家规定执行。"在国办发［2003］7 号文《国务院办公厅关于印发〈国家电力监管委员会职能配置内设机构和人员编制规定〉的通知》中指出，电监会可根据市场情况，向政府价格主管部门提出调整电价建议。

（5）输电业务许可证的颁发。这是输电管理的重要依据和手段。政府授权持证者特许经营，赋予它进行电网经营相应的权利、义务和责任。其目的是为了依法实施电力市场准入，规范持证者行为，满足输电业务需求，保证电网安全、可靠运行，严格执行输电成本规则，保证服务质量和普遍服务，公平、公正、无歧视开放电网，促进发电、售电领域竞争，促进持证者提高运营效率，实现电网的可持续发展。

（6）对电力市场运营状态的监视和市场力的监测。对电力市场运营情况的日常监视工作量很大，有必要成立一个专门机构来负责处理。在美国有个专门机构叫"市场监视机构"（Market Monitoring Unit，MMU），该机构独立于所有市场成员（包括调度员），只向电力市场的董事会负责。它的主要工作是：

1）日常的过滤（Screening）和定期报告。MMU 要对电力市场的数据库和结算数据库的数据每时、每天、每周、每月进行过滤和分析。每周要做一个小结，总结一周内的主要事件。每月、每季、每年写一个市场分析报告，发给 FERC、市场董事会、所有市场成员。内容包括市场分析（实时、平衡、辅助服务和阻塞），服务（调节、旋转备用）和各类市场的相互作用，违反电价的情况（例如已付款但不能按计划发电）和投诉。

2）检查市场设计。市场设计的缺陷会导致低效的市场运营，高的市场成本，甚至影响电网的可靠运行。因此必须及时修正市场设计的缺陷。在电力市场开始运行以前，市场设计人员必须负责初始的市场设计。一旦电力市场开始运营，检查市场的结构就是 MMU 的责任。MMU 必须不断地分析并找出市场运营中的设计缺陷，并提出临时的和永久的解决方案。每次修改将增强电力市场运营的效率和可靠性。

3）分析市场效率。市场效率就是指发电商与用户的收益都达到最大。对发电商来说，市场效率就是指用成本最低的发电资源来供给负荷。在竞争的环境下，其结果是发电商的报价是变化的。但在有限电量的资源情况下来竞价时，不仅要考虑当前的生产成本，还要考虑下几天的机会生产成本。因此，长期的市场效率取决于选择最佳的发电和输电的工程投资，和适应负荷需求的变化。

4）检测市场力的作用。出现市场力意味着一个或几个发电公司可以操纵任一时段或所有时段的电价，以牟取超额利润，损害其他市场成员的利益。市场力可能带来重大损失。市场力的监测有几种有效的软件工具和对策，在第 3 章第 6 节已有详细描述，此处不再重复。但要强调，市场监视必须在任何时段能够查出形成市场力的市场参与者，这是 MMU 的责任。

5）投机（Gaming）行为的检查。投机就是某些市场成员利用市场规则和系统条件从事偏离正常报价、偏离计划发电、偏离正常运行方式的方法进行非公平交易的行为。投机会降低系统的可靠性，增加其他市场成员的成本，并降低整个市场的效率。投机往往会增加实时的阻塞，降低对调度员的透明性，并偏离调度的指令。投机行为的发现要靠经常的检查，有时也可能在处理争端时发现。解决的办法是设法消灭规则中的漏洞，和对投机行为处以罚款。

由此可见，MMU 的工作很重要，它对电力市场的日常运行经常进行监视、分析、小结，及时发现问题并采取相应的对策，是保证电力市场的健康运营所必不可少的。在美国，它是独立于所有市场成员的一个机构，归 ISO/RTO 的董事会领导。在我国，这些工作应当是国家电监会在区域电力市场的分支机构的日常工作，因为对电力市场的监视和过滤要靠检查日前计划数据库和结算数据库来实现。分支电监机构可以就近取得这些数据，用软件进行过滤和筛选。由于工作量很大，也可以在分支电监机构内成立一个专门的市场监视小组来负责进行。

3　监管模型、指标及其计算方法

电力监管的目标是保证交易的"公平与合理"。为此，国家电监会制定了一系列法令和规则，其中防止市场力的危害是主要内容之一。我国电力市场目前还很少发现市场力的出现，这主要是因为近几年来全国缺电，电力市场还不能正常运行。在电力市场正常运行后，也可能有意或无意地出现

市场力。国外电力市场出现较早，对付市场力已积累了不少经验。本节主要介绍国外市场力的表现形式、检测工具和缓解措施，可供我国读者参考。

3.1 远期和期货市场监管模型

关于远期市场的监管模型美国 FERC 采用最低成本模型，用线性规划法求解。发电厂模型用估计的边际成本表示。这样的模型用来测试新的上网电厂（或扩建电厂）所占的份额，HHI 指标和在某些预计负荷的条件下会成为枢纽电厂（Pivotal Supplier，意指一个在某些运行条件下可以决定市场电价的发电厂）。如果都合格，就自动批准其申请。如果不合格，则需要进一步分析以确定是否批准。这三项测试的指标是：

（1）市场份额不得超过 20%，一年每季度计算一次；

（2）HHI 指标（定义见第 3 章 1.2 节 电力市场设计）小于 2500。

（3）枢纽电厂的大小取决于备用容量，当最大负荷时如果备用容量不足，一个很小的电厂也可能成为枢纽电厂。在一年的最大负荷时测算。

为了说明如何具体计算，下面举两个例子。

（1）例 1：枢纽发电公司的分析。发电公司数据见表 6.6-1，负荷数据见表 6.6-2。

表 6.6-1 发电公司数据

代码	说 明	功率(MW)	功率(MW)
A	发电公司的总安装容量（包括长期固定购入容量）	20 000	
B	本地区企业电厂的可调用容量	6000	
C			
D	可调用的最大输入容量（几条输电线同时输入的容量）	3500	
E	计划检修	0	
G	可调用容量的总和（A+B+D−L−M−N）		9840

表 6.6-2 负荷数据

代码	说 明	功率（MW）	功率（MW）
K	控制区年度最大负荷	18 000	
L	本公司最大负荷月的平均最大日负荷	16 500	
M	其他长期固定销售量（负荷）	1000	
N	备用容量要求（12%）	2160	
Q	批发负荷（K−L）		1500
S	净可调用容量（G−Q）		8340
U	发电公司的可调用容量（A−L−M−N）		340

测试结果：通过。

说明：这是一个发电公司的枢纽发电厂测试。发电公司的总安装容量为 20 000MW，本地区的企业发电厂总可调用容量为 6000MW，所有联络线的同时输入容量为 3500MW。控制区的年度最大负荷为 18 000MW，发电公司必须带的本地最大负荷月的平均最大日负荷为 16 500MW。除了带年度最大负荷和留 12%的备用容量外，整个控制区的净可调用容量还有 8340MW。但发电公司本身的可调用容量只剩下 340MW（U 大于 S），所以不可能成为枢纽电厂。

（2）例 2：可调用容量在批发市场中占有率的分析。数据见表 6.6-3。

表 6.6-3 发电公司数据

代码	说 明	春	夏	秋	冬
A	发电公司安装容量（包括长期购入容量）（MW）	20 000	20 000	20 000	20 000
B	各季平均计划检修容量（MW）	4000	3000	800	3500
C	各季本地最小日高峰负荷（MW）	11 500	10 000	12 500	11 500
D	控制区每季最大负荷（MW）	12 500	11 000	13 000	12 500
E	要求备用容量（12%）（假设发电公司提供全控制区最大负荷的备用容量）（MW）	1500	1320	1560	1500
G	发电公司的其他长期固定售电量（MW）	500	500	500	500
H	本地其他发电厂的可调用容量（MW）	6000	6000	6000	6000
J	其他可调用联络线输入容量（同时从各联络线输入的容量之和）（MW）	6000	6000	6000	6000
L	总的可调入容量（H+J）（MW）	12 000	12 000	12 000	12 000
M	发电公司的可调用容量（A−B−C−E−G）（MW）	2500	5180	4640	3000
N	每季度总的可调用容量（L+M）（MW）	14 500	17 180	16 640	15 000
Q	发电公司的市场占有率（M/N）（%）	17.24	30.15	27.88	20.00
	测试结果	通过	不合格	不合格	不合格

说明：发电公司的市场占有率在春季为 17.24%，小于 20%，其他三个季度的市场占有率均大于 20%，不合格。测试未通过。

远期（期货）市场缓解市场力的措施有：

（1）扩大控制区（即与邻网相连），或增加联络线，使发电公司的市场占有率减小。

（2）增加发电公司与本地负荷的长期双边合同，减小发电公司的可调用容量。

3.2 现货市场监管模型

在第 3 章 6.1 节“市场力与市场力的危害”中已经指出了几种市场力的表现形式，即合谋、扣留电量高峰抬价、枢纽电厂、故意制造阻塞。防止市场力的措施有：

（1）设电价上限（Caps）。在本篇 3.6.1 中给出了美国几个 ISO/RTO 的报价上限供参考。我国的报价上限如何设定，应由国家电监会确定。

（2）筛选（Screening）。这是一种软件工具。首先要求以每个发电商过去 90 天的报价平均值作为参考值，然后与今天的报价相比较。如果超过一定范围（例如在美国的 ISO/RTO 增加 100$/MWh）则认为可能有市场力，在此情况下自动降为参考值。

（3）对合谋（Merger）的监视。如果几个电厂的一天报价曲线基本相同，则认为是合谋或串通，应处以一定罚款。

(4) 对故意制造线路阻塞以抬高受端电价的监视。例如，美国 NYISO 规定当 LMP 超过 150$ 时要进一步检查受端电厂的发电功率是否突然变小。

(5) 对现货市场也要作枢纽电厂的测试。

到目前为止还没有出现防止市场力的万全措施，需要在实践中不断积累经验，不断改进。

4　保证系统稳定发展的政策和管理措施

保证电力市场稳定发展的最主要政策有：

(1) 国发 [2002] 5 号《电力体制改革方案》。

(2) 国家电力监管委员会《电力市场监管办法》，2005 年。

(3) 国家电力监管委员会《关于区域电力市场建设的指导意见》，2003 年 7 月 31 日。

(4) 国家电力监管委员会《电力市场运营基本规则（试行）》，2003 年 7 月 31 日。

(5) 国家电力监管委员会《中华人民共和国电力法》，1995 年颁布，2006 年实施。

关于保证电网安全运行的政策不在本篇范围内，请参看第 5 篇“电力系统互联”。

这些政策是在总结国内外经验的基础上制定的，比较适合我国的具体情况，也有一些创新。有些细节尚待我国电力工作者根据本区域的情况加以补充和发展。有了正确的政策以后，我国电力市场能否健康发展的关键在于各级领导的管理水平和相互配合与协调。而保证执行好各项电力市场政策的关键在于制定和严格执行本区域的《电力市场运行规则》并在实践中不断改进和完善化。

由于电力市场的成员很多，而且每个成员各有不同的经济利益，在执行《电力市场运行规则》时难免有时会出现争议。在此情况下电力监控机构的协调作用是非常重要的。

为了避免再出现缺电或窝电现象，也为了防止我国出现大面积停电等严重事故，除了必要的行政干预外，今后尽量利用经济手段来进行电源规划（见本篇第 3 章 4.1 节“电源充裕度”）和输电规划（见本章第 3 章 4.2 节“输电规划与输电成本的回收”）解决新电厂和新线路的投资方式是非常必要的。

第 7 章 电力市场运营系统的功能要求与实例

电力市场运营系统是电力市场建设的基础和必备的先决条件，是保证电力市场“公开、公正、公平”交易和稳定可靠运作的技术基础，是保障电力市场规则正确贯彻实施的主要技术手段。因此，电力市场运营系统的开发建设，已经成为电力市场建设的重要组成部分和关键环节。

电力市场运营系统是基于电力系统及电力市场理论，应用计算机、网络通信、信息处理技术，满足电力市场运行规则要求的运营系统，为电力市场的数据申报、交易、结算、合同管理、市场分析和信息发布等运作环节提供技术支持。

1 电力市场运营系统的设计和技术要求

电力市场运营系统的开发建设是一项长期复杂的系统工程，一方面，系统本身涉及面广，涵盖了多学科、多专业领域的理论技术，同时在实际开发建设中还要综合考虑对现有资源的充分利用和有机集成，以及对电力市场长远建设和发展需求的适应能力；另一方面，由于电力市场建设的特殊性，市场的运营模式、交易的实施规则等内容会经常性地发生变化，因此与之息息相关的运营系统必然面临经常性的修改、完善和补充开发工作。

1.1 概述

电力市场运营系统目前尚未有公认的标准定义，不同的市场、不同的系统供应商对此亦有不同的理解，总体来说可以归纳为两类，一类单指实现电力交易的应用系统，与原有的调度自动化系统以及相关控制和管理系统并列（如交易管理系统，Business Management System）；另一类则支持一体化的思想，将所有与电力市场运作和管理相关的系统，如能量管理系统（EMS）、电能量计量系统（TMR）、调度信息管理系统（DMIS）以及水调自动化系统等，统一归纳为电力市场运营系统的组成部分，与电力交易系统合称为电力市场运营系统。

电力市场运营系统的开发建设，必须满足对应电力市场的运营要求并充分考虑未来发展的需要，电力市场运营系统的建设必然涉及对原有相关系统，特别是调度自动化系统的改造和升级以满足电力市场运营的需求。以电力市场运营规则为基础，结合市场建设和运营实际，充分利用已有的技术资源和设备，统筹规划，分步实施。电力市场运营系统一般采用开放式、分布式体系结构，尽可能选用标准和通用技术，开发配置标准化接口，以便于系统的集成扩充和满足数据交换及访问需求，并充分适应技术发展和电力市场逐步完善的需要。同时，电力市场运营系统应符合相关安全防护的要求，以保证系统的安全可靠运行。

在我国，电力市场运营系统的开发建设自 1998 年底实施省级电力市场试点工作开始，经历了省级电力市场运营系统，区域电力市场运营系统，乃至目前满足三级电力市场协调运作的电力市场运营系统等不同发展阶段，从无到有，逐步完善，目前在国家电力调度通信中心的牵头组织下，按照行业标准的要求，制定了《电力市场运营系统功能规范和技术要求》，基本确立了系统总体架构、功能和技术要求。

1.2 功能及技术要求

根据《电力市场运营系统功能规范和技术要求》，我国的电力市场运营系统建设总体上应满足以下功能要求：

（1）对电力市场的相关信息预测、数据申报、交易、结算、合同管理、市场分析和信息发布等运作环节提供技术支持。

（2）为市场参与者提供便利的数据申报手段，对申报的数据进行有效性校验，保证数据申报的确定性和完整性。

（3）根据市场规则的要求，满足电力电量、辅助服务、输电服务等交易运作管理的需要，完成各类交易计划的制订和下达，并对执行情况进行监控和记录。

（4）对交易计划的执行情况进行跟踪和考核，根据合同和市场规则对各类交易进行结算。

（5）能够对合同的执行、变更情况进行跟踪管理，并对合同完成情况进行统计和评估。

（6）对市场信息进行统计，对市场运行情况进行分析、评估和预测。

（7）能够根据市场规则发布市场信息，并确保信息的时效性、正确性、完整性和安全性。

（8）提供与其他系统之间的数据交换接口。

（9）满足安全防护的要求，为系统安全、网络安全和信息安全提供保障。

（10）能够根据市场规则的要求，保存市场数据，为市场反演提供支持。

（11）可为市场分析与研究提供技术手段。

为保证电力市场的可靠运营和电力系统的安全运行，电力市场运营系统一般应满足以下技术要求：

（1）可靠性：系统的结构设计、设备配置、软件编制必须保证电力市场运营系统的可靠运行。重要的设备、软件和数据应具有冗余配置及备份措施，并为系统故障的隔离和排除提供快捷的技术手段。

（2）安全性：采用安全防护措施，提供严格的用户认证和管理手段以及身份认证技术，对用户和信息进行授权与管理，并考虑信息保密的时效性，保证系统及其数据的安全。

（3）完整性：要保证数据和交易的完整，在系统偶然故障造成数据丢失或交易中断时，应有补救措施。

（4）一致性：要保证各个子系统获取的数据与数据源保持一致。

（5）即时性：应保证报价、交易、结算及信息发布的即时处理和数据及时传输。

（6）开放性：采用开放式体系结构和分布式系统设计，满足电力市场发展需求。软、硬件接口符合国际标准，满足软件平台、硬件平台的兼容及各子系统间的互联，便于第三方软件集成。

（7）可扩展性：采用模块化设计，适应电力市场的发展和规则的变化，并适应新技术的发展和设备的升级换代。

（8）电力市场运营系统应操作方便，易于使用，结构设计应注重系统的可维护性，并提供系统运营状态实时监视

信息。

（9）电力市场运营系统应注重整个系统数据流的优化，提高系统运行效率。

1.3　技术特点及发展趋势

目前，电力市场运营系统的开发建设具有以下特点和发展趋势：

（1）组件化设计。为适应不同市场运营模式与交易方式，电力市场运营系统采用标准化、构件化设计，提倡开放式设计理念，根据电力市场本身的基本规律和固有特性构建基础框架，综合考虑各种相关因素的影响，按照“栅栏式”体系结构，将电力市场应用业务分割细化成没有或弱耦合的功能域，并在每个功能域中，开发满足电力交易特性的相关组件，并使之与运营系统支撑平台保持相对独立，将各应用模块功能，按照市场运营流程以插件方式插入开放的支持平台，以 J2EE 架构实现一定模式下和市场规则下的“组件”化的电力市场运营系统，提高系统的开放性和可扩展性。

（2）一体化设计。电力市场运营与电力调度运行具有密不可分的关系，由于电力市场业务复杂，电力市场运营系统的建设和运行，与相关的自动化系统联系极为紧密。因此，尽管目前国内外电力市场运营系统的开发建设模式不尽相同，但总体发展方向是按照“统一设计、共同平台、算法互用、模型共享、统一维护”原则，逐步实现一体化系统，国内外电力市场运营系统的开发建设经验表明，一体化系统在实时性、可维护性、软件资源优化、最终用户使用的方便性等方面均具有明显优势。

目前，国内的电力市场运营系统在开发建设和实际运行中，一般采用建立公共信息平台方式，实现统一建模，统一管理。即将系统之间交换的数据置于公共信息平台，各系统只与平台交换数据和信息，同时将电力市场经济模型数据、电网静态模型数据等在公共信息平台进行注册，从而保证模型的统一和数据的一致性。

（3）自适应性配置。运用多种 IT 技术数字化电力市场的相关业务和运营规则，建立电力市场业务管理与数据模型和软件配置间的映射关系，通过系统支撑平台提供的操作工具，实现市场流程控制、业务公式编辑、交易规则设定等的“参数化”配置功能，使电力市场运营系统具有高度的适应性。

（4）广泛采用先进的信息技术和通用标准。目前，电力市场运营系统广泛采用成熟先进的信息技术和通用标准，以提高系统的标准化和可扩展性。如采用 J2EE 架构和中间件技术，在不同的平台之间共享资源，实现电力市场业务与底层技术支持平台的分离，保证系统具备完善的跨平台能力，对不同的市场成员和用户可实现异构平台，从而满足电力市场运营要求和用户使用习惯；采用数据挖掘技术，实现电力市场分析和评估应用功能等。

在数据结构和信息交换层面，广泛采用包括 IEC 相关标准在内的国际、国家标准和规范，以及通用的计算机通信协议，提供标准化的协议与接口，方便系统软硬件集成和信息交换。

（5）构建安全防护体系。在系统的安全性设计上，突出强调深度可靠的安全防护思想。本着“网络专用、安全分区、横向隔离、纵向认证”的原则，不仅在系统边界划分和计算机网络安全等方面采取了有力的防护措施，同时提供多种措施工具、技术手段和管理机制强调系统在纵深方向，特别是在主机安全、数据安全、应用安全等方面的全面防护。

2　电力市场运营系统结构及功能

纵观国内外电力市场运营系统的开发建设，无一不是按照满足所应用电力市场实际需求的原则，因此在总体架构、应用功能、数据结构以及算法模型等方面，各具特色。

电力市场的建设实践表明，不同国家或地域、不同电力系统的具体实际对当地电力市场的模式、结构和运营规则有不同要求，从而决定了对应电力市场运营系统的架构和功能各不相同，同时，电力市场也在一定程度上影响了电力系统的实际运行。因此在目前，电力市场处于发展完善过程之中时，电力市场运营系统的结构和功能也在不断发展和完善。

2.1　国内外发展综述

国际上，特别是欧美等发达国家的电力市场建设起步较早，电力市场运营系统的建设和运行经验较为丰富，这些经验对我国电力市场运营系统建设有相当大的借鉴意义。

考虑到电力市场建设的特点，欧美电力市场运营系统一般采用开放式设计思想作为系统开发建设的基础，从而能够针对不同市场的特定需要提出相应的总体解决方案。

欧美电力市场运营系统一般采用基于组件的多层分布式客户机/服务器体系结构，从而为使用者提供灵活、直观的基于 Web 的工作环境。在系统设计上，采用组件化技术、统一平台和标准接口，保证系统的扩展性和可配置，整个系统分为平台层、系统层和应用组件层，其中平台层提供开发支撑平台工具，系统层根据实际电力市场的具体需要划分不同子系统，应用组件层提供不同的电力市场应用软件功能组件。同时，比较成熟和先进的系统中，可提供扩展功能，如电力市场监视以及市场仿真培训等功能。

我国电力市场运营系统的开发建设起步于 20 世纪 90 年代，最初的系统用于模拟电力市场建设，相对简单且不规范，至 1998 年底我国省级电力市场试点工作正式开展以后，开始逐步走向规范开发，系统的总体框架和功能要求基本确立。

2.2　系统结构

电力市场运营系统是一套复杂综合的信息处理系统，对电力市场运作的整个流程提供技术支持，既包括支持依据市场规则完成电力交易的应用软件，也包括支持电力市场运作流程的业务管理软件，同时包括与相关系统的标准接口软件等。

自 2003 年开始，为了适应我国电力体制改革和电力市场建设要求，国家电力调度通信中心牵头组织，按照行业标准的要求，制定了《电力市场运营系统功能规范和技术要求》。根据该标准规定，典型的电力市场运营系统主要由以下子系统组成：数据申报子系统（Data Process Subsystem，DPS），长期交易管理子系统（Long-term Trade Subsystem，LTS），短期交易管理子系统（Short-term Trade Subsystem，STS），日前交易管理子系统（Day-ahead Trade Subsystem，DATS），实时交易管理子系统（Real-time Trade Subsystem，RTS），结算管理子系统（Settlement & Billing Subsystem，SBS），合同管理子系统（Contract Management Subsystem，CMS），市场分析子系统（Market Analysis Subsystem，MAS），信息发布子系统（Information Publishing Subsystem，IPS）等。各子系统的逻辑结构如图 6.7-1 所示。

在实际的运营系统开发建设中，子系统的划分并非一成

不变，可以按照实际市场的要求进行重新组合和拆分。

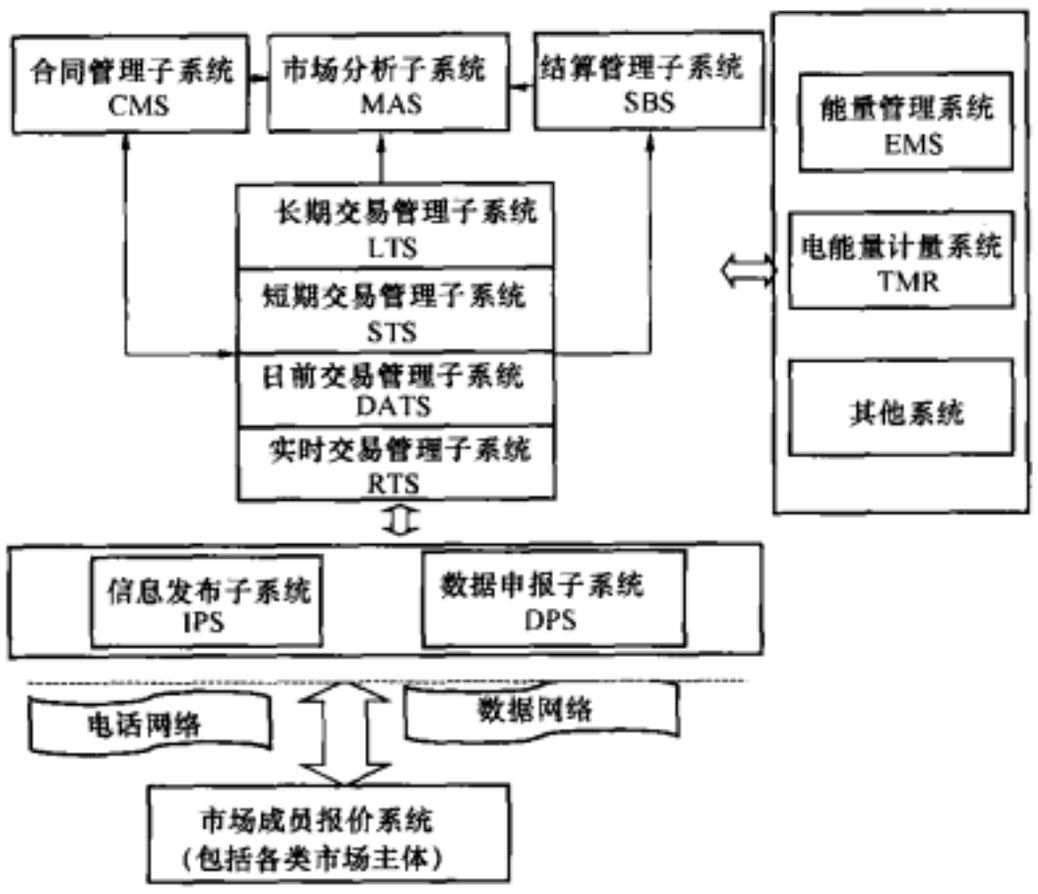


图 6.7-1 电力市场运营系统逻辑结构图

2.3 系统功能

典型的电力市场交易流程如图 6.7-2 所示。参与市场交易的市场成员，必须通过数据申报子系统注册相关信息后，经审批合格后方能取得交易资格。市场交易启动前，首先通过信息发布子系统向市场成员发布相关信息，如负荷预测、竞价空间、检修计划、合同分解计划等，市场成员根据发布的市场信息，结合自身实际，形成报价决策，并通过数据申报子系统进行申报。交易管理子系统按照交易规则的要求，依据市场成员的报价信息以及电网模型和运行状态，优化计算形成满足电网安全运行要求的交易计划和调度计划，并通过信息发布子系统向各市场成员发布，市场成员必须根据发布的调度计划执行调电，运营系统通过 EMS、TMR 等系统获取相应数据，进行考核结算，并将最终结果向市场成员发布。

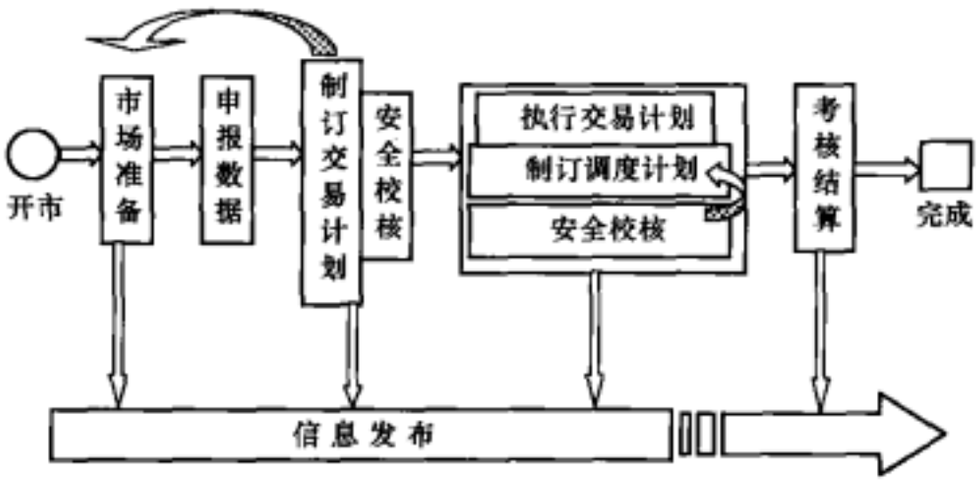


图 6.7-2 典型电力市场交易流程图

（1）数据申报子系统。数据申报子系统是指在电力市场运营系统中，依据市场规则接收和管理市场参与者注册和申报数据的子系统。数据申报子系统提供方便、灵活的多渠道申报手段，供各市场成员上报注册数据和市场申报数据，并按照市场规则对市场成员上报的数据进行申报数据有效性校验、处理保存和确认，在保证信息安全的前提下提供申报数据查询功能，同时采用安全保护措施、身份认证和数据加密传输机制，确保申报数据安全、保密、防抵赖和防篡改。

（2）长期交易子系统。长期交易子系统是指依据市场规则，根据相关电力市场信息和电力系统运行数据，针对一年及以上的交易，制订交易计划并对交易过程进行管理的子系统。长期交易管理子系统根据长期负荷预测、市场成员申报数据、机组的技术经济数据、检修计划、合同信息、系统约束、电网安全约束、机组约束以及市场约束条件等信息，进行长期交易电量计划、长期交易电量分解计划、长期交易电力分解计划、长期辅助服务计划和长期输电服务计划的编制，并提供安全校核与阻塞管理的功能。

（3）短期交易子系统。短期交易子系统是指依据市场规则，根据相关电力市场信息和电力系统运行数据，针对月、周及多日的交易，制订交易计划并对交易过程进行管理的子系统。短期交易管理子系统根据负荷预测数据、市场成员申报数据、机组技术参数、机组经济数据、检修计划数据、初始状态、长期交易计划及其完成情况、联络线交换（易）计划、系统约束、电网安全约束、机组约束以及市场约束条件等信息，进行短期交易计划、短期交易电量分解计划、短期交易电力分解计划、短期辅助服务计划、短期输电服务计划的编制以及交易计划滚动修正，并提供安全校核与阻塞管理的功能。

（4）日前交易子系统。日前交易子系统是指依据市场规则，根据相关电力市场信息和电力系统运行数据，针对次日的交易，制订交易计划并对交易过程进行管理的子系统。日前交易管理子系统提供短期负荷预测管理、日前交易计划编制（包括无约束日交易计划和有约束日交易计划）、安全校核与阻塞管理、日前辅助服务计划编制、日前输电服务计划以及计划下发的功能。

（5）实时交易子系统。实时交易子系统是指依据市场规则，根据相关电力市场信息和电力系统运行数据，针对当日内的交易，制订交易计划并对交易过程进行管理的子系统。实时交易管理子系统根据超短期负荷预测和申报数据，进行实时交易计划编制（包括无约束实时调度计划和有约束实时调度计划）、实时辅助服务计划编制和实时输电服务计划编制，并进行安全校核和阻塞管理，同时提供实时交易计划下发以及交易计划执行监测的功能。长期、短期、日前、实时交易子系统和辅助服务涉及的具体算法详见本篇第 3 章“电力市场模型与计算方法”。

（6）结算管理子系统。结算管理子系统是指在电力市场运营系统中，依据市场规则对市场参与者进行考核和结算的子系统。结算管理子系统根据各市场交易结果、调度指令、运行记录和电能量计量数据，进行交易电量结算（包括合同、长期、短期、日前和实时电量结算）、容量电费结算、辅助服务结算、输电费结算、联络线交换电量的结算、违约管理及结算以及各类结算信息的统计。

（7）合同管理子系统。合同管理子系统是指在电力市场运营系统中，依据市场规则，对市场中的各类合同的执行、变更等进行跟踪管理的子系统。合同管理子系统提供合同录入功能，并对合同执行情况进行跟踪，对合同电量提供统计和查询，同时对合同电量的变更进行管理。

（8）市场分析子系统。市场分析子系统是指在电力市场运营系统中，对市场运作状态进行分析、评估和预测的子系统。市场分析子系统根据各类交易信息和网络信息，对市场信息进行分类统计，对市场运行情况进行分析，对市场交易、安全、约束和风险进行评估，以及对市场进行预测。

（9）信息发布子系统。信息发布子系统是指在电力市场运营系统中，依据市场规则公布相关电力市场信息和电力系统运行数据的子系统。信息发布子系统负责市场信息汇总、市场信息的分类发布、市场信息综合查询、市场信息下载、接收市场参与者对交易计划和结算清单的确认信息、支持系统维护管理人员对数据的查询和管理。信息发布子系统保证信息的及时更新，提供便捷的查询手段和多种信息发布

形式。

（10）系统运行管理子系统。系统运行管理子系统对电力市场运营系统运行中各种状态和操作记录进行处理，并对市场成员、市场参数等信息进行管理。包括硬件运行管理、软件运行管理、操作记录统计、参数管理和异常管理等。

3　系统实例

我国的电力市场运营系统建设自 1998 年底正式开展省级电力市场试点工作后逐步实施，在省级电力市场试点阶段，上海、浙江、山东、辽宁、吉林和黑龙江等 6 个试点单位的电力市场运营系统于 2000 年前后投入运行。2002 年以后，随着区域电力市场建设的启动，东北、华东、南方等区域电力市场运营系统相继投入运行。目前，构建适合我国国情特点的电力市场体系工作正在稳步开展，各级电力市场的电力市场运营系统建设工作正在有序实施。

经过近年来的实践，我国电力市场运营系统的开发建设取得长足的进步，系统的体系架构、功能配置、应用软件及核心算法逐步完善和成熟，为电力市场的建设和运营提供了强有力的技术支持。

电力市场运营系统建设的重要特点之一，就是其功能和技术要求既相对统一规范，又必须切合其对应的电力市场和电力系统运行的实际特点，因此，尽管遵循统一的规范和技术要求，但不同供应商、不同电力市场、乃至不同时期的电力市场运营系统均具有不同特点。

由中国电力科学研究院研制开发的 ePM—2000 电力市场运营系统，采用与 EMS 统一平台设计研发模式，是目前国内电力市场运营系统开发建设领域内比较先进实用的系统之一。自 2000 年在辽宁省电力市场投入运行以来，经历了省级电力市场（辽宁省电力市场、黑龙江省电力市场）、区域电力市场（东北区域电力市场）以及国家级电力交易管理等不同市场模式和环境的检验，是一套比较典型的自主研发的电力市场运营系统。本节将结合应用于东北区域电力市场的 ePM—2000 电力市场运营系统，介绍电力市场运营系统的开发建设实践。

3.1　总体功能架构

应用于东北区域电力市场的 ePM—2000 电力市场运营系统采用多层分布式体系结构设计，开放式平台结构。其总体功能结构如图 6.7-3 所示。

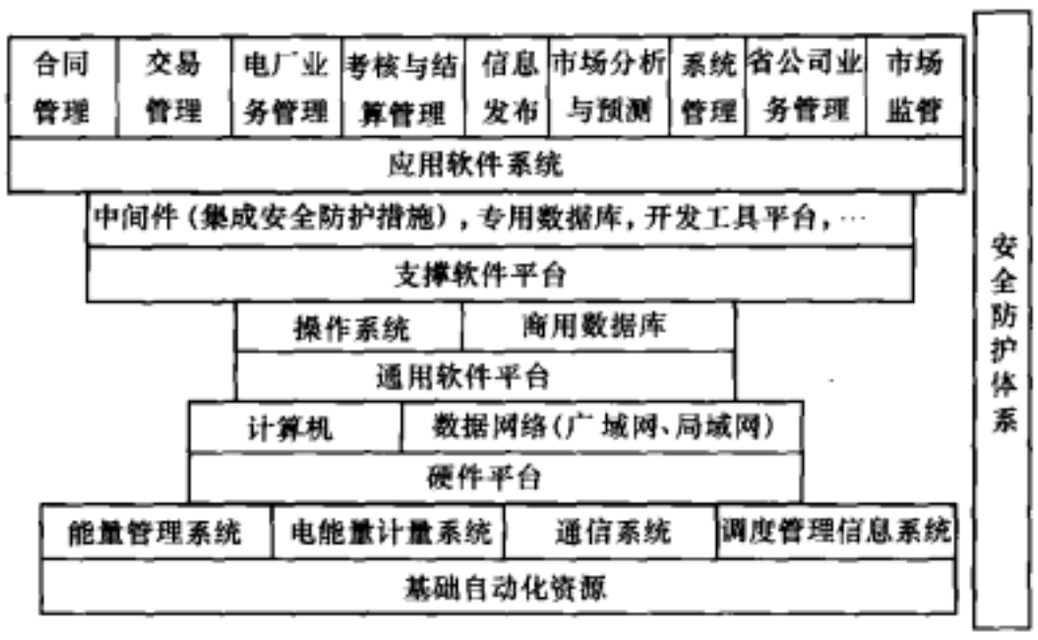


图 6.7-3　ePM—2000 东北区域电力市场运营系统总体结构图

东北区域电力市场设计为统一的区域电力市场，初期只开放发电侧交易。2004 年 1 月 15 日，东北区域电力市场投入模拟运行，同年底进入试运行阶段，2005 年开始按市场交易结果实际调电运行。经历了从“一部制电价，部分电量竞争”到“两部制电价，全电量竞争”模式的转变，实现了电量的月度合同交易和年度合同交易。

ePM—2000 东北区域电力市场运营系统实现了“一部制电价，部分电量竞争”和“两部制电价，全电量竞争”模式下的年、月合同交易功能，并投入实际运行，同时根据市场需要，开发了发电权交易和大用户挂牌交易等功能。考虑到市场初期暂不开展日前及实时交易的具体实际，系统按实际调度管理运行要求开发了日计划编制及调整等功能，充分保证了系统的实用性。由于采用组件化结构设计，系统具有良好的可扩展性，当开展日前及实时交易后，以日前交易管理子系统和实时交易管理子系统模块替代日计划编制及调整模块，即可支持日前及实时交易市场的运营要求。

3.2　系统配置

ePM—2000 东北区域电力市场运营系统如图 6.7-4 所示。根据系统安全防护的要求，系统主要布置在安全区Ⅱ，同时根据系统运行实际要求，在安全区Ⅲ配备了信息发布及数据申报服务器，以保证相关用户的接入以及与相关系统的信息交换，安全区Ⅱ和安全区Ⅲ之间部署了正、反向物理隔离装置以保证系统安全。

（1）硬件及网络配置。考虑到系统的可靠性、安全性以及数据的完整性、及时性和系统运行的连续性，ePM—2000 东北区域电力市场运营系统的应用服务器及数据服务器均采用冗余配置的高性能主流 UNIX 系统服务器，并采用集群技术实现负载均衡。同时采用先进的存储局域网技术，以保证海量数据及信息的可靠存储。

硬件的规模和配置可根据系统的功能和性能需求，以及未来业务发展要求具体确定，由于采用标准主流设备，因此具有良好的可扩展性，能够满足不断优化、平滑升级的需要。

网络配置采用双以太网结构，保证网络传输的可靠性，主干网采用 1000M 快速以太网，保证网络传输的可靠迅捷。考虑到网络传输的安全性，适当采用了物理隔离设备、网络安全加密技术及防火墙技术。

用户工作站采用高性能 PC 工作站。

（2）通用及支撑软件配置。服务器操作系统采用 Unix 系统，微机工作站选用 Linux、Windows 等，数据库采用大型商用数据库，开发语言采用 C、C++、Java 等。

支撑软件平台主要包括专用的数据库管理工具、开发工具平台（集成中间件、界面开发工具、灵活报表工具、模板生成工具）、标准数据接口、流程控制管理工具等，为应用软件的开发和运行提供良好的基础环境和技术工具，所有平台工具软件均为自主研发的应用软件。

（3）对相关系统的改造。电力市场运营系统的建设，不仅包括运营系统本身应用软件的研发，还包括对相关系统的改造和升级，主要包括能量管理系统（EMS）、电能量计量系统（TMR）、通信系统、信息管理系统等基础自动化资源以及市场成员相关环境资源等。

对能量管理系统的改造内容主要包括增加采集信息量、扩充数据库、扩充 AGC 功能控制机组、RTU 与前置机的扩充及改造、高级应用软件完善以及 EMS 系统硬件升级与扩充等。对电能量计量系统的改造内容主要包括扩充电能量采集数据（增加采集点及采集内容）、改进电能量采集方式（升级采集设备及网络）、与各省电能量计量系统联网（改造通讯网络）以及主站改造（硬件配置升级和软件改造及完善）等。对通信系统的改造内容主要是升级数据网络，对信息管理系

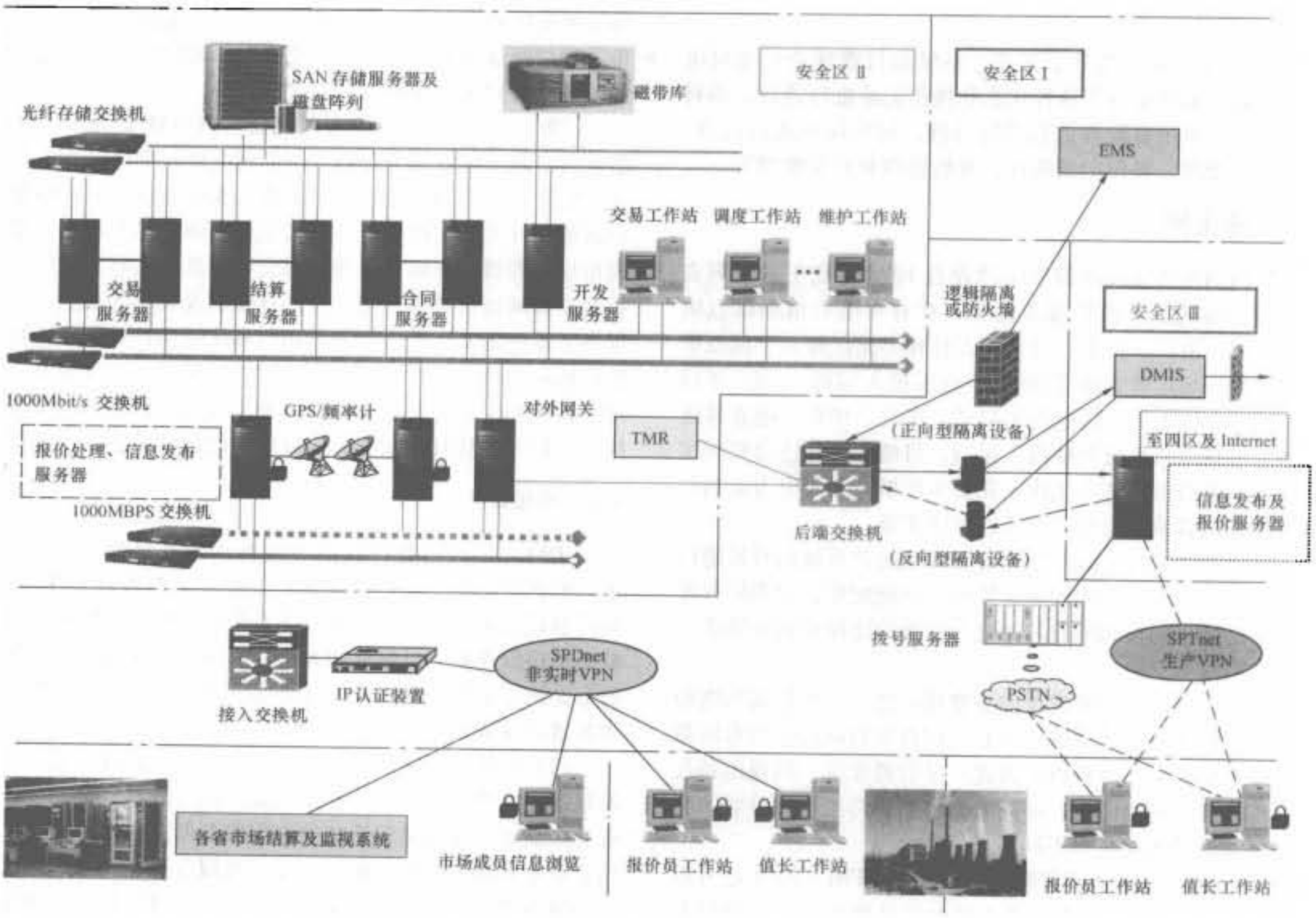


图 6.7-4 ePM—2000 东北区域电力市场运营系统设计配置图

统的改造内容主要是根据市场运营要求升级软件功能。

3.3 应用软件功能

系统采用基于 Internet/Intranet 的多层分布式体系结构，遵循相关国际和国家标准，在应用软件的设计开发上，采用“随需应变、量体布局”的设计理念和模块化设计模式，按照“栅栏式”体系结构，将系统分割成没有耦合的功能域，并在每个功能域中，开发满足电力市场业务需求和特性的相关组件，以 J2EE 架构实现“组件”化的电力市场运营系统，以保证系统的灵活配置，提高软件的可用性和使用效率，以及维护、修改和补充升级的方便性。

ePM—2000 东北区域电力市场运营系统的主要子系统划分遵从相关标准和规定，但同时根据实际需求进行了组装和拆分，主要包括合同管理子系统、交易管理子系统、电厂业务管理子系统、考核与结算管理子系统、信息发布子系统、市场分析与预测子系统、省公司业务管理子系统、市场监管子系统、系统管理子系统等。

其中，合同管理子系统负责各类交易合同的管理，包括合同信息管理、滚动分解等功能；交易管理子系统负责管理各类电力市场交易，具有阻塞管理功能，支持无约束交易计划和有约束交易计划的制订，并可提供考虑检修计划的月度机组组合预案；电厂业务管理子系统负责对电厂的各类信息及参与市场的各个环节提供管理服务，包括信息申报、数据校核等功能；考核与结算管理子系统负责交易结算管理以及对市场交易计划的执行情况进行考核管理；信息发布子系统负责市场各类信息的发布和管理；市场分析与预测子系统负责对影响市场交易以及电力系统运行的各类因素进行分析与预测；省公司业务管理子系统负责提供区域电网公司与省电力公司之间的市场业务管理服务；市场监管子系统对市场运作的各关键环节提供监管服务；系统管理子系统提供技术支持系统的运行控制和管理服务，包括用户管理、基础信息管理、运行状态管理以及安全管理等功能。

ePM—2000 东北区域电力市场运营系统于 2003 年初开始设计和开发工作，2003 年底完成系统测试和安装，2004 年 1 月投入运行，并在运行过程中根据东北电力市场规则的修改不断完善升级，以保证对东北区域电力市场的可靠稳定运行提供技术支持。

附录：中英文专业名词对照表

Energy Market——能量市场
Ancillary Service Market——辅助服务市场
Financial Market——（电力）金融市场
Bilateral Contract——双边合同
Spot Market——现货市场
Real-time Market——实时市场
Balancing Market——平衡市场
Over-the-counter（OTC）——柜上交易
Swaps Contract——互换合约
Option——期权
Call Option——购电期权
Put Option——售电期权
Strike Price——成交价格
Futures Contract——期货合同
Forward Contract——远期合同
Clearing Price——清算价
Settlement Price——结算价
Market Power——市场力
Independent Power Plant（IPP）——独立发电厂
Independent System Operator（ISO）——独立系统调度机构
Market Operator（MO）——市场运营机构
Regional Transmission Organization（RTO）——区域输电组织
Transmission System Operator（TSO）——输电系统调度机构（欧洲常用）
Hub——交换枢纽
Financial Transmission Right（FTR）——金融输电权
Locational Marginal Price（LMP）——节点或分区边际电价
Firm Bilateral Contract——固定双边合同
Available Transmission Capacity（ATC）——可用输电容量
Total Transmission Capacity（TTC）——总输电容量
Reliability Must Run（RMR）——可靠性必须运行机组
Out of Merit（OOM）——边际成本外运行机组

参 考 文 献

[1] 中国电机工程学会. 常用供用电电气标准指南. 北京：中国电力出版社，2004.

[2] 钱颂迪. 运筹学. 北京：清华大学出版社，1990.

[3] Alexander Eydel, Krzysztof Wolyniec. Energy and Power Risk Management. Wiley Publisher, 2003.

[4] Richard G. Lipsey, Christopher T. S. Ragan. Microeconomics, 10th Edition, Pearson Education, 2001.

[5] John C. Hull. Options, Futures and Other Derivative. sixth Edition, Pearson Eduction, 2006.

[6] Steven Stoft. Power System Economics, Designing Markets for Electricity, Wiley-Inter-Science, 2002.

[7] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg, Power Generation, Operation and Control, John Wiley & Sons, Inc. 1996.

[8] X. Bai, E. Yu, M. Shahidehpour. Transmission Analysis by Nash Game Method. IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12(3):1046-1053.

[9] Narayan S. Rau. Optimization Principles, Practical Applications to the Operation and Markets of the Electric Power Industry, Wiley Inter-Science, 2003.

[10] Kankar Bhattacharya. Operation of Restructured Power Systems, Kluwer Academic Publishers, 2001.

[11] Sriyanyong, P. Unit Commitment Using Particle Swarm Optimization Combined with Lagrange Relaxation. IEEE PES 2005 General Meeting, San Francisco, June 12-16, Panel on power generation commitment and dispatch, Track 5.

[12] NEMMCO. An introduction to Austalia's National Electricity Market. http://www.nemmco.com.au/publications/publications.htm[OL].

[13] Oren, S. Assuring Generation Adequacy through Call Option Obligation. IEEE PES 2005 General Meeting, San Francisco, June 12-16, Panel on Resource Adequacy: Economic and Engineering Challenges and Proposed Solutions, Track 5.

[14] PJM Manual 27: Open Access Transmission Tariff Accounting, April 27, 2006. http://www.pjm.com/contributions/pjm-manuals/pdf/m27v53.pdf[OL].

[15] Dehdashti, E. Monitoring and surveillance of wholesale electricity markets, roles, responsibilities and challenges. IEEE PES 2005 General Meeting, San Francisco, June 12-16, Paper session on "power market operations", Track 5.

[16] Order on rehearing and modifying interim generation market power analysis and mitigation policy. http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/041404/E-1.pdf[OL].

[17] Examples of the new generation market power screens. http://www.ferc.gov/EventCalendar/Files/20040420154035-E-1-screens.pdf[OL].

[18] Madani, V., Novosel, D. Getting a grip on the grid. IEEE Spectrum, Dec. 2005, 36-41.

[19] Kirschen D. S. Demand-side view of electricity market, IEEE Trans. on Power System, 2003, 18(2):520-527.

[20] 叶泽. 电力竞争. 北京：中国电力出版社，2004.

[21] 萨莉·亨特. 电力市场竞争. 易立云等译. 北京：中信出版社，2004.

[22] 傅书逖，王海宁. 关于缺电问题的研究与对策. 电网技术，2005，3：5-8.

[23] 李朝安. 电力市场建模与优化. 电力市场设计与运行研讨班. 北京：中国电力科学研究院，2003.

[24] 傅书逖，张锐，王海宁. 输电费的计算与分摊. 电力系统自动化，2004，3：5-9.

[25] 李朝安，刘俊勇. 电力市场火力发电机组竞价模型. 电力系统自动化，2003，11：5-11.

[26] 谭金超，李兆华，等. 电力供应与市场营销手册. 北京：中国电力出版社，2005.

[27] 刘俊勇，段登伟，等. 国外配电侧电力市场的模式、运行及对我国配电侧市场化改革的启示. 电力自动化设备，24(7).

[28] 岳顺民. 配电市场价格分析及价格监管模式研究. 天津大学博士学位论文，2004.

[29] 王建新，彭巨，等. 电力市场营销分析中的两类建模问题. 电力需求侧管理，2001，3(2)：24-27.

[30] 赵会茹，乞建勋，曾鸣，等. 输配电价格管制模型研究. 中国电机工程学报，2003，23(10)：89-93.

[31] 易俗. 基于数字仿真的地区配电市场运营风险分析及综合决策研究. 中国电力科学研究院博士学位论文，2005.

第7篇 电力系统可靠性

主编单位：重庆大学
中国电力企业联合会电力可靠性管理中心

主　　编：周家启　胡小正　谢开贵

执　　笔：周家启　重庆大学
胡小正　中国电力企业联合会电力可靠性管理中心
谢开贵　重庆大学
熊小伏　重庆大学
程建翼　湖北省电力公司
王　韶　重庆大学
赵　渊　重庆大学

主　　审：郭剑波　国家电网公司
黄其励　东北电网有限公司

PDG

第1章 概 述

1 引言

以研究事件随机属性为核心内容的可靠性领域，基本目的是研究不确定性环境下规划、设计和决策的理论以及工程应用基础。

电力系统由于规模大，覆盖面广，网际互联，电网潮流的非线性分布，电能不可能有效地大量储存，故障地点、形式及时间难于预测等特点，使其可靠性的分析、评估和管理决策较其他工程系统更为复杂。

电力系统的根本任务是可靠而经济地满足用户的供电需求。为了在电源发生强迫停运，或电网发生失效事件，或安排预防性维修而将设施退出运行的期间均能保证用户满意的连续供电，发电和电网设备应当具有备用或冗余容量。冗余的程度又必须同时满足经济性的约束条件。因此，电力系统面临着冗余度大小与资金投入量和可用资源之间的权衡问题。

规划阶段或运行阶段增加投资都可减小用户供电中断的概率。但是，过高的投资必然导致过大的成本；而投资不足，又会发生严重的停电损失。显然，经济性和可靠性的相互制约，带来了电力系统规划和运行管理决策的挑战和机遇。自电力系统出现及其随后的发展过程中，始终不断地在为解决这一根本问题进行着设计、规划和运行准则及相关技术的研究。工程上最初使用的都是基于确定性的准则和方法。典型的有，如：① 发电容量规划，安装容量等于预测峰荷加该峰荷的一个固定百分数；② 运行容量，旋转容量等于预测负荷加等于一台或多台最大机组容量的备用；③ 电网规划容量，构建最小供电回路数（取决于冗余程度的要求，例如，按 N-1 或 N-2 准则考虑）。这种准则的基本缺点在于没有，而且也不可能计及系统行为、负荷变化或元件失效等的随机性行为。

随着国外对私营公司解除管制和政府企业的私有化，以及我国国营企业引进市场化竞争机制，电力系统已将各主要功能部分分开管理，并允许过网交易。这样就不仅增加了用电和发电方面的参与，而且也增加了电能交易方的参与。于是随着整个电力系统各个层面上交易的开展，形成一种“市场激励”的概念。同时产生了“用户”而非单纯“用电”的概念，因为有些用户并不一定用电，而是进行电能这一商品的转卖。这一变化的结果也促进了地区发电和新能源发电形式的发展。

20 世纪 90 年代以来，许多国家电力系统设备逐渐临近其期望寿命的末期，尤其是发电机组、高压输电线路、大型电力变压器和断路器等设施，面临着与巨大资金投入相关的更换或是维修以延长服役期限的重大决策问题。

显然，这些变化将对系统可能的发展方式、运行方式、维修策略和资产管理，以及将来的可靠性水平和标准等带来重大影响。

2 基本概念

2.1 可靠性定义

一个早期普遍采用的工程可靠性定义是：“可靠性是一个产品（或系统）在给定的运行条件下和在规定的时间期间内充分执行其预期功能的概率”。

这个定义包含概率、运行条件、运行期限和充分执行功能四个基本部分。其中概率用以表达系统可靠性水平的量化信息，随着可靠性技术在不同工程领域的广泛应用，各种系统的性质和要求的不同，派生出概率与具体性能要求相组合的，以数值参量的形式出现的行业专用指标。典型的可靠性指标有，如：① 规定时间期间内可能发生失效的期望次数；② 系统的平均停运持续时间；③ 故障造成的期望收益损失；④ 可靠度（或可靠率），在规定的条件下和规定的时间区间内无故障持续完成规定功能的概率；⑤ 可用度（或可用率），在规定的条件下和规定的时间区间内完成规定功能的累积时间百分比。而前述其余三个部分都是工程判据或规定的参数，需由系统所处环境和任务的目标要求来确定。

2.2 充裕性和安全性

针对电力系统的特点，国际上普遍接受的电力系统可靠性定义是：“电力系统按可接受的质量标准和所需数量不间断地向电力用户提供电力和电量的能力的量度。电力系统可靠性包括充裕性和安全性两个方面。”

电力系统的充裕性和安全性分别定义为：① 电力系统的充裕性（Adequacy of an Electric Power System），“电力系统稳态运行时，在系统元件额定容量、母线电压和系统频率等的允许范围内，考虑系统中元件的计划停运以及合理的非计划停运条件下，向用户提供全部所需的电力和电量的能力”；② 电力系统的安全性（Security of an Electric Power System），“电力系统在运行中承受例如短路或系统中元件意外退出运行等突然扰动的能力”。

电力系统可靠性研究必然涉及系统状态的分析，一般区分为充裕、安全、警告、紧急或不安全等状态。

充裕性的概念一般涉及系统中是否有足够的设施来满足用户供电的需求，因之不考虑扰动，而属于忽略状态之间转移的稳态工况范畴。安全性表征了对扰动的响应能力和保持整体性（即系统互联运行）的能力。因此，安全性涉及局部或大范围影响的工况以及失去大容量发电或输电设施的事件。充裕性的量化分析相对容易，至今已取得大量理论和工程应用成果；能够满足运行决策要求的安全性概率分析则十分困难，虽已取得若干理论成果，但工程应用上目前尚属开发阶段。

2.3 确定性和概率性分析

现在电力系统大多数规划、设计和运行领域仍然使用基于数十年沿用的、曾经长期发挥了重要作用的确定性准则。

从目前的研究成果归纳起来，确定性和概率性准则大致有以下特点：① 确定性方法以条款规定的形式表述，简单易行，长期使用；概率性方法需要量化分析，对于大电网往往比较复杂，并要求高新技术的支撑，目前工业界正在广泛研讨和逐步推行之中。② 确定性方法不能区分故障事件发生的概率，而且常常不区分元件的重要程度，按同等原则处

理，例如电网规划目前广泛采用的 N-1 准则；概率方法可考虑事件发生的概率并可区分元件缺失对系统影响的严重程度。③ 确定性评估只针对最严重故障和相应的失效工况，即不鉴别严重程度较低故障或失效事件对安全水平的影响；概率性方法能够根据多重事件和多重失效条件将风险加以组合，并反映总的综合风险，而不只是考虑单个最严重事件。④ 确定性方法不提供安全域以外的风险概率信息；概率方法可提供各种量级的等风险信息，以利于有效地研究整个运行域的风险变化。当临界运行工况微小变化引起很大风险变化时，这种信息特别有用。⑤ 确定性方法不可能分析运行工况的不确定性，这就限制了确定性方法对未来工况的严密分析；概率方法可处理运行工况的不确定性，从而适用于未来工况的评估。⑥ 确定性方法难以进行电网薄弱环节分析；概率方法可通过灵敏度分析提供改善电网安全和决策水平的针对性信息。

可以说；确定性准则的局限主要在于没有考虑系统的随机行为，忽略了各种参数的不确定性和事件的概率属性，常常不能反映系统的真实风险度。但是，由于确定性方法简单易行且长期使用，概率性方法需要较复杂的分析方法和高新技术的支撑，尤其是运行领域目前尚难实现工业应用，因此两种准则应当互补，并需要继续探讨二者结合的可行方法。

2.4 可靠性评估方法

有两类电力系统可靠性分析的基本方法：状态枚举（解析法）和模拟法（如蒙特卡罗模拟）。通常，如果元件的失效概率很小，或不考虑复杂的运行工况，则状态枚举法效果较好；如果严重事件的数量相对较大，或计及复杂运行工况时，蒙特卡罗模拟法将更为方便。

解析方法利用数学模型来描述系统，并使用直接的数值解来评估可靠性指标。作出必要的假设简化后，计算量一般相对较小，但简化假设条件下的分析可能会丢失某些有价值的信息。

模拟方法是通过对系统实际过程和行为的模拟来估计可靠性指标。这种方法从理论上讲，可以模拟电力系统规划、设计和运行的所有方面和随机性事件，包括元件停运和维修、相关事件和元件行为、失效元件的排序、负荷变化、水力发电发生的能源输入量改变，以及各种不同的运行策略等。

模拟法还可分为：① 非序贯随机模拟，在所模拟的时期中，以随机方式选择时间段以后，对基本时间段进行检验；② 序贯随机模拟，以时序方法检验仿真时期中的每一时间段。具体方法的选择取决于系统过去的运行是否影响系统的行为。如果过去对行为没有影响，则可选择非序贯方法；如果过去要影响现在的工况，则需要选择序贯模拟。具有水电站的系统就属于后一情况，因为过去时段对能源的使用将影响随后时段的发电能力。

不论何种方法，所预测指标的精度都要受到系统模型、方法以及使用数据质量的约束。

2.5 统计评价和预测评估

在可靠性管理活动中，可以对电力系统可靠性进行两方面的分析：①对过去的行为作出统计评价；②根据过去的统计信息对未来的性能进行预测。

2.5.1 可靠性统计评价（Historical Reliability Assessment）

定义："确定现有系统或系统组成成分的可靠性所达到的水平的过程。"

可靠性评价可以对现运行系统进行如下分析研究：① 发现薄弱环节和输电瓶颈；② 了解可靠性逐年变化趋势；③ 制定将来可靠性标准的参考；④ 校验原来的预测值；⑤ 检测设计方案更改的影响。

2.5.2 可靠性评估（Reliability Evaluation or Assessment）

定义："对元件或系统的工作或固有能力或性能改进措施的效果是否满足规定的可靠性准则而进行分析、预计和认定的过程。"

可靠性评估可以对系统进行如下预测研究：① 运行方式和维修策略比较；② 提供设计和增强性方案的决策依据；③ 识别输电瓶颈；④ 可靠性成本和价值分析比较。或者说，可靠性评估可以回答以下工程问题：① 如何确定投资的额度、地点和时间？② 投资价值如何估算？③ 增加、保持还是允许降低可靠性水平？④ 由哪些方面参与决策？⑤ 如何安排最佳运行方式和维修计划？

2.6 可靠性价值

可靠性价值最直接的体现就是系统可靠性改善带来的停电损失减小。通过停电损失的计算即可将风险和经济因素放在统一的价值尺度上来衡量。

风险损失费用可以用单位停电费用损失乘以期望缺供电量进行计算。但是停电费用损失的量化十分复杂，计算方法尚不成熟。目前，国际上已提出基于用户调查统计的用户损失函数法，并在风险评估中使用，但也一直存在争议。总之，停电损失费用是一个同时受到许多技术与非技术因素制约的复杂问题，非技术因素包括管理体制、产权以及电费机制等。

2.7 数据统计

电力系统可靠性需要统计的基本数据包括各级各类设备及其所构成系统的运行和停运状态的原始记录，用于对元件性能及其对系统的影响、现运行系统和规划系统的可靠性进行分析评价或评估。

统计数据基本类型有：①系统结构和运行参数；②元件和系统的失效率和停电持续时间；③失效模式；④元件故障类型和原因；⑤修复方式；⑥恢复供电方式；⑦每次停电持续时间；⑧不影响用户生产的临界最大停电时间；⑨用户全停后的恢复生产时间；⑩每次停电的用户停电损失。

典型的数据有，如：①电机、变压器或开关设备的铭牌参数；②输电线路导线的型号、长度；③ 以上设备的运行参数；④ 各类元件的故障和停运记录；⑤系统或供电点的停运纪录；⑥系统或供电点的平均失效频率、停运时间；⑦重大停电事件的原始记录。

对于电力系统可靠性评估所要求的可靠性数据则是元件停运模型中的参数。数据质量是数据收集中要考虑的一个重要因素。通常，需要通过参数估计方法从原始统计资料中获取风险评估的输入数据，这就要求设计合适的数据统计模型。此外，可靠性数据具有动态性质的特点，停运纪录的数据量将随着时间增加，从而一个设备或一组设备的平均失效频率和修复时间都将逐年改变。可靠性数据库应当有不断更新数据和计算结果的功能，还应足够灵活地提供各种格式的报告。

由此可见，数据统计是一项十分庞大复杂的工作。图 7.1-1 引用参考文献［7］提供的一个可靠性数据收集系统框架作为参考示例，其中 SETR 指"系统设备故障报告"。

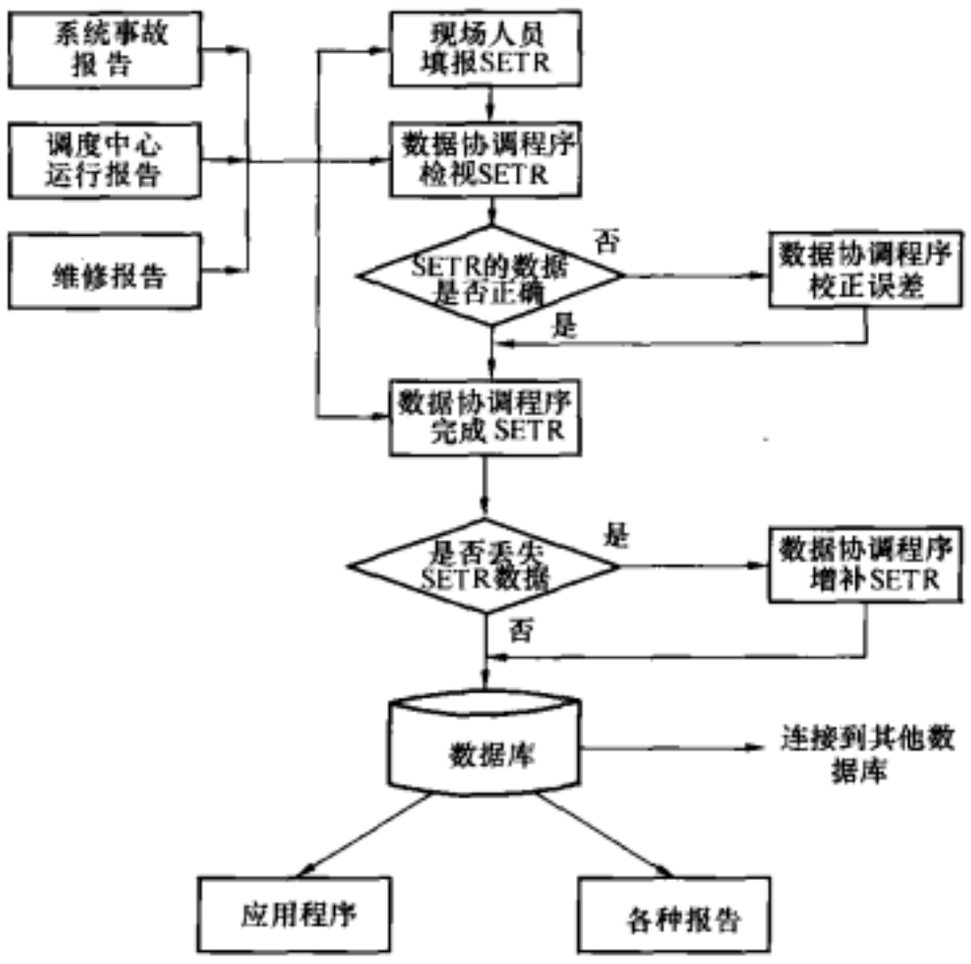


图 7.1-1　可靠性数据收集系统示例

2.8　相关学科

从 20 世纪 30 年代国外开始发表电力可靠性研究的学术文献以来，学术界和工业界学者专家们经过 70 多年的努力，促进并形成了可靠性理论和电力工业应用研究领域蓬勃发展的新局面。在取得大量工程应用成果的同时，又促进了学术研究和交叉学科新增长点的发展。当今可靠性的研究已涉及十分宽广的领域，粗略而言，学术上大致有以下相关学科：①可靠性管理——统计分析，监测、控制和试验技术，运筹学，决策理论；②可靠性技术——系统模拟技术，计算方法，可靠性评估；③可靠性数学——概率论，随机过程理论，组合数学，现代网络理论，模糊数学；④其他——可靠性经济学，人工智能，最优化技术。

3　可靠性技术的适用范围

3.1　可靠性技术的一般应用范围

可靠性将贯穿于产品或系统的整个寿命周期，即从研究、设计、生产直至使用的各个阶段。因此，可靠性的活动涉及到设计、生产、运输、营运直至消费等极其广泛的领域，与其有关的工作项目大体上可归纳如表 7.1-1 所示。

表 7.1-1　　可靠性有关工作项目

分　　项	立项	认证	研制	投产	运行使用
确定可靠性指标	×	×	×	×	×
可靠性数学模型	×	×	×		×
可靠性预计和分配	×	×	×		
失效模式和后果分析	×	×	×		×
可靠性设计	×	×	×	×	
元件选用	×	×	×	×	×
设计审查	×	×	×		
设计规范	×	×	×		
验收规范	×	×	×		
可靠性评价和评估	×	×	×		×
失效分析	×	×	×	×	×
维修管理	×	×	×	×	×
质量管理		×	×	×	×
资产管理	×	×		×	×
环境试验		×	×	×	×
可靠性验收试验	×	×	×		
数据统计处理	×	×	×	×	×
可靠性教育培训		×	×	×	×

3.2　电力系统可靠性技术的应用领域

可靠性技术可在电力系统的规划、运行、维修和资产管理等领域发挥重要作用。具体应用大体上有以下方面：①准则和标准的制定；②规划或现运行系统可靠性评估；③增强性措施的评估和决策；④可靠性成本—效益分析；⑤系统薄弱环节识别；⑥发电容量和电网最优规划；⑦运行计划评估；⑧备用容量大小和位置分布优化决策；⑨运行方式薄弱环节识别和优化调度；⑩预防性维修的最优安排；⑪故障后恢复策略；⑫电力市场营运策略；⑬资产购置和备件管理；⑭资产全寿命周期成本分析。

第 2 章 可靠性数学基础知识

1 概率分布及应用举例

1.1 一般可靠性函数

1.1.1 解析表达式

可靠度定义：在规定的条件下和规定的时间区间（t_1，t_2）内无故障持续完成规定功能的概率，常用 $R(t)$ 表示。

工程计算中常常使用不能完成规定功能的概率 $Q(t)$，或称不可靠度，并有

$$R(t)+Q(t)=1 \tag{7.2-1}$$

或

$$Q(t)=1-R(t) \tag{7.2-2}$$

故障密度函数

$$f(t)=\frac{\mathrm{d}Q(t)}{\mathrm{d}t} \tag{7.2-3}$$

定义故障率函数为

$$\lambda(t)=\frac{\text{单位时间的故障数}}{\text{面临故障可能的元件数}}=\lim_{\Delta t\to 0}\frac{1}{\Delta t}\frac{F(t+\Delta t)-F(t)}{R(t)}=\frac{f(t)}{R(t)} \tag{7.2-4}$$

上式等号两边积分得

$$R(t)=\exp\left[-\int_0^t\lambda(t)\mathrm{d}t\right] \tag{7.2-5}$$

当 λ 为常数时，上式简化为

$$R(t)=\mathrm{e}^{-\lambda t} \tag{7.2-6}$$

将这种特殊情形称为指数分布，这是广泛使用的一种分布。

此外，还可推导出随机变量 t 的均值 m 的函数式为

$$m=\int_0^\infty R(t)\mathrm{d}t \tag{7.2-7}$$

在工程应用中常将 m 用一个专门术语 MTTF（Mean Time to Failure）表示，称为平均失效前时间，它就是不可修元件的平均寿命。

1.1.2 可靠性函数的形状

许多实际元件的故障率特性如图 7.2-1 所示，常常称其为浴盆曲线。通常将其分为三个区间，第Ⅰ个区间为初期损坏期或调试期。第Ⅱ个区间为正常使用或有效寿命期，其间故障率为常数，这时故障的发生纯属偶然，适用指数分布。第Ⅲ个区间则代表衰耗或元件疲劳屈服的阶段，这时故障率随时间急剧上升。相应的故障密度、可靠度和累积故障分布函数的一般形状分别如图 7.2-2、图 7.2-3 和图 7.2-4 所示。电子元件有一个较长的有效寿命期。电力系统中机械磨损较小的元件，其故障率曲线也可假设符合这一形状。在工程应用中，常常假设元件可以通过经常而细心的维护和预防性维修使其维持在经济有效寿命期内，于是，就可以利用指数分布模拟元件和系统的可靠性，使问题的分析大大简化。当然，这样的假设将带来偏乐观的估计。尤其是当元件已临近出厂规定的有效使用年限末期时，老化失效可能起主导作用，常数故障率的假设将失效。

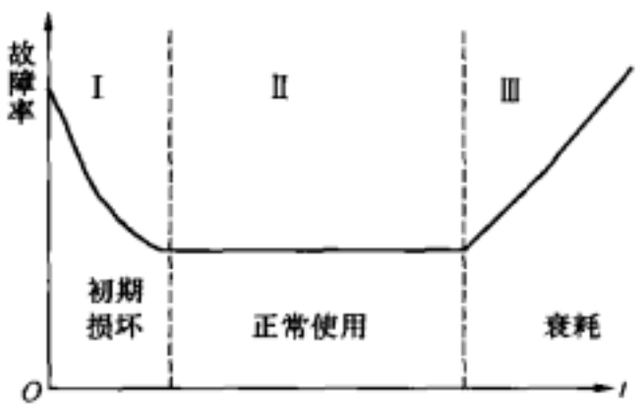


图 7.2-1 典型电子元件的故障率曲线

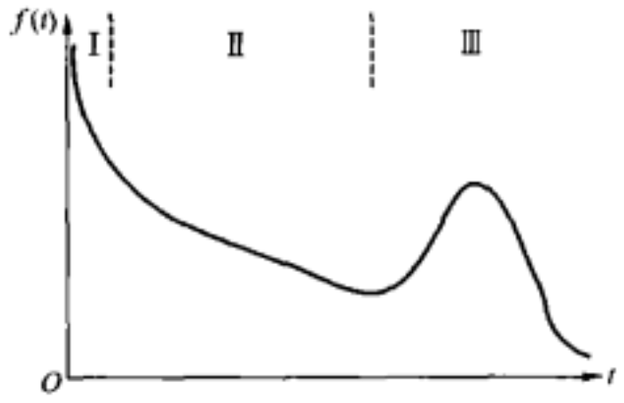


图 7.2-2 故障密度函数

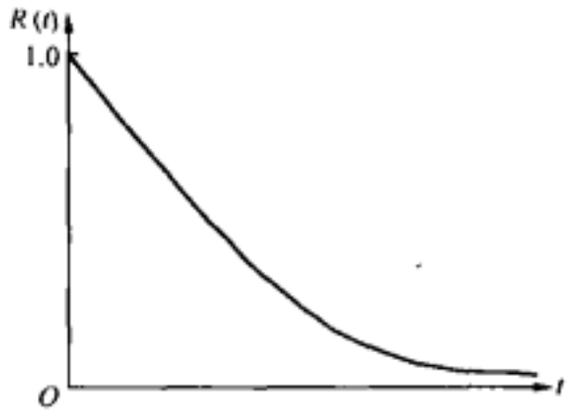


图 7.2-3 可靠度函数

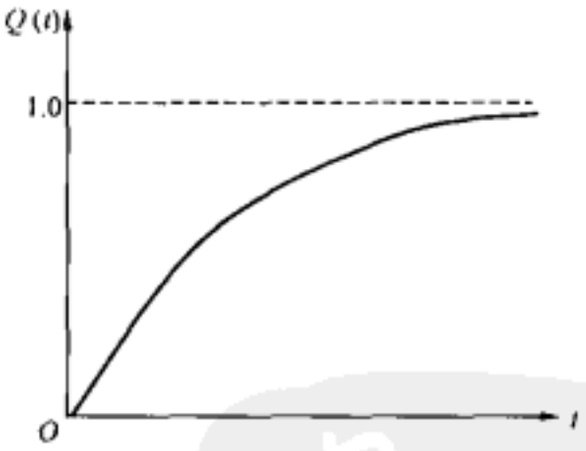


图 7.2-4 累积故障分布函数

1.2 二项分布

如果某个试验只有成功和失败两种结果，且假设成功的概率是 p，失败的概率是 q，则对于 n 次试验有

$$(p+q)^n=\sum_{r=0}^{n}C_n^r p^{n-r}q^r=1 \tag{7.2-8}$$

称其为二项分布，并满足以下条件：①有限的试验次数；②均为独立试验；③每次试验只出现两种结果之一；④每次试验结果出现的概率不变。

例 7.2-1 根据参考文献［9］的资料，给出表 7.2-1 中 4 个假想的发电系统数据，进行确定性准则和概率性准则的对比研究。

表 7.2-1　　发电系统数据及失效概率指标

系统	总容量 (MW)	FOP	系统峰荷 (MW)	系统失效概率
1	24×10	0.01	200	0.000 004
2	12×20	0.01	200	0.000 206
3	12×20	0.03	200	0.004 847
4	22×20	0.01	183	0.000 063

注　FOP(Forced Outage Probability)代表机组的强迫停运概率。

这 4 个系统分别都有 20%的容量备用裕度，因此按照传统的百分数备用确定性准则，这 4 个系统发电容量的风险度是相同的，或者说它们的可靠性是一致的。

利用二项分布的概念，计算出这 4 个系统的失效概率风险列入表 7.2-1（最后一列）。其中系统 3 的真实风险度是系统 1 的 1000 倍，可见“百分数备用”的确定性准则不能科学地评估系统的风险度。

1.3　泊松分布

泊松分布描述给定时间或空间内发生率为常数，一定次数单个事件发生的频率，也就是说事件的发生必须是随机的。它与二项分布的主要区别是只考虑事件的发生而不考虑事件的不发生。一个系统的故障数就是这种例子。

如果利用泊松分布来模拟失效过程，这时常将其参数 λ 称为故障率。因此，λ=单位时间的平均故障数。令 dt 是一个足够小的时间单元，使得在这个时间单元内多于一次的故障概率可以忽略，则可得密度分布函数

$$P_x(t)=\frac{(\lambda t)^x e^{-\lambda t}}{x!} \tag{7.2-9}$$

式中：x 为故障发生的次数，取值为 0，1，…。这个表达式计及了故障数，但并未计及元件故障后需要修复或更换的时间。

离散分布均值的计算式为

$$E(x)=\sum_{x=0}^{\infty}x\frac{(\lambda t)^x e^{-\lambda t}}{x!}=\sum_{x=1}^{\infty}x\frac{(\lambda t)^x e^{-\lambda t}}{x!}$$
$$=\lambda t\sum_{x=1}^{\infty}\frac{(\lambda t)^{x-1}e^{-\lambda t}}{(x-1)!}=\lambda t \tag{7.2-10}$$

例 7.2-2　计算如图 7.2-5 所示两相同元件构成的旁待备用系统的可靠性。设监测和切换装置均 100%可靠，备用元件处于备用状态时不发生故障，且忽略切换过程所需的时间。

解：由式（7.2-9）可知，当备用元件不工作时该系统的工作概率，也就是可靠度应等于系统不发生故障的概率，即

$$P_0(t)=\frac{(\lambda t)^0 e^{-\lambda t}}{0!}=e^{-\lambda t}$$

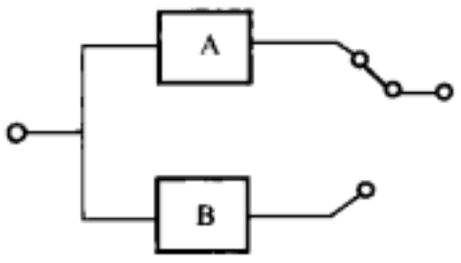


图 7.2-5　旁待备用系统

当工作元件发生故障时，备用元件可以被切换继续工作，使系统不致失效。因之，在发生一次故障时，也属于系统的工作状态。于是这种系统的工作概率是

$$R(t)=P_0(t)+P_1(t)=e^{-\lambda t}+\lambda t e^{-\lambda t}=e^{-\lambda t}(1+\lambda t)$$

而根据式（7.2-7），其平均持续工作时间则为

$$m=\int_0^{\infty}e^{-\lambda t}(1+\lambda t)dt=\frac{1}{\lambda}+\frac{1}{\lambda}=\frac{2}{\lambda}$$

这个例子的计算过程可以推广到 n 个相同备用元件的情形

$$R(t)=\sum_{x=0}^{n}\frac{(\lambda t)^x e^{-\lambda t}}{x!}$$
$$m=\frac{n+1}{\lambda}$$

1.4　正态分布

正态概率分布有时称为高斯分布，是使用最广泛的分布之一，它的概率密度函数对均值完全对称，其表达式为

$$f(x)=\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}}\exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right] \tag{7.2-11}$$

式中：μ 是正态分布的均值，它确定了曲线的横坐标位置，常称为位置参数；σ 确定了离散度的大小，常称其为尺度参数，它也就是正态分布的标准差。

式（7.2-11）不能用简单的积分方法求解，通常是用数值积分由计算机解算，并编制了不同积分限时曲线下面积的标准表，从而可查表进行计算。标准表的依据是在式（7.2-11）中用标准正态变量 Z 进行以下代换

$$Z=\frac{x-\mu}{\sigma} \tag{7.2-12}$$

而得出下面的标准形式

$$f(Z)=\frac{1}{\sqrt{2\pi}}\exp\left[-\frac{Z^2}{2}\right] \tag{7.2-13}$$

例 7.2-3　某城镇新安装 2000 盏公用照明灯具，其平均寿命为 1000h，标准差为 200h。投入使用 700h 后，需要准备多少灯具作为更换可能损坏的灯具之用?

解：设灯具的使用寿命服从正态分布，则灯具使用 700h 后可能损坏的概率可由图 7.2-6 的阴影面积表示。则由式（7.2-12）有

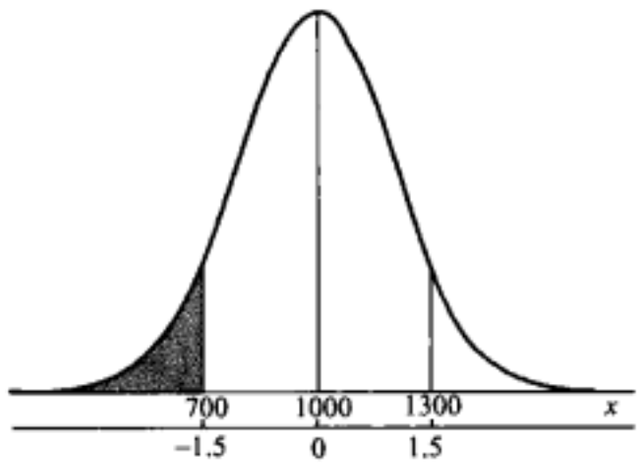


图 7.2-6　正态分布曲线

$$Z=\frac{700-1000}{200}=-1.5$$

据此可从标准正态分布表中查得相关数据，按下式计算出相应的概率 Q（−1.5）

$$Q(-1.5)=0.5-0.433\,2=0.066\,8$$

从而得到使用 700h 后灯具的期望故障数是

$$2000\times 0.066\,8=133.6\approx 134$$

即使用 700h 后大约需要 134 盏灯具作更换损坏灯具的备用。

1.5　指数分布

指数分布可看成是泊松分布只考虑第一次故障概率的情况。指数分布是系统可靠性问题中用得最广泛的一种分布，目前工程实用中为简化计算，常常不加证明地使用故障率为常数或者说与时间无关的假设。应当注意，如果研究与时间

相关的概率，则不同的分布会得到明显不同的结果。

如前所述，这时可靠度是

$$R(t) = e^{-\lambda t} \tag{7.2-14}$$

从而故障密度函数为

$$f(t) = \frac{-dR(t)}{dt} = \lambda e^{-\lambda t} \tag{7.2-15}$$

根据式（7.2-7）和式（7.2-8）可分别得出其均值、方差和标准差为

$$E(t) = \int_0^\infty t f(t) dt = \int_0^\infty \lambda t \cdot e^{-\lambda t} dt = E(t) = \frac{1}{\lambda} \tag{7.2-16}$$

$$\sigma^2 = V(X) = \int_0^\infty t^2 \lambda e^{-\lambda t} dt - E^2(t) = \frac{1}{\lambda^2}$$

$$\sigma = \frac{1}{\lambda} \tag{7.2-17}$$

例 7.2-4 如图 7.2-7 所示的单个可维修元件系统状态空间表达，设其故障率 λ 和修复率 μ 均为常数，试研究该系统可靠性的概率和频率指标。

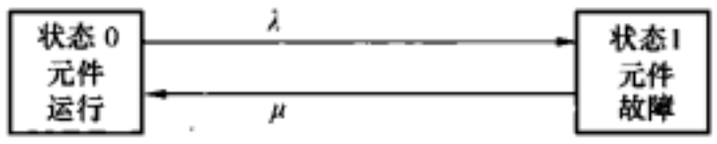


图 7.2-7 单个元件可维修系统状态空间图

解：由于故障和修复率均为常数，则失效和修复均可用指数分布模拟。按题意可画出相应的状态时间如图 7.2-8 所示。

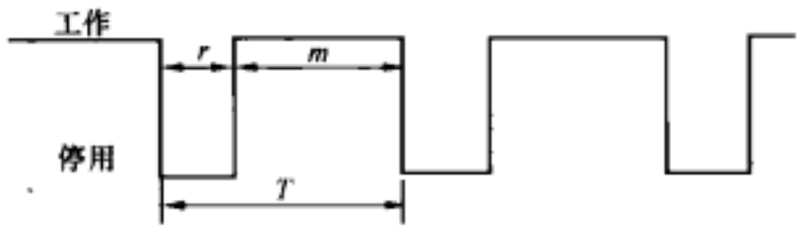


图 7.2-8 单元件可维修系统状态时间图

于是根据状态时间和式（7.2-16）有

$$m = 1/\lambda \tag{7.2-18}$$

$$r = 1/\mu \tag{7.2-19}$$

$$T = m + r = 1/f \tag{7.2-20}$$

再根据概率基本定义得稳态可用度 A 和稳态不可用度 U 为

$$A = \frac{m}{m+r} = \frac{\mu}{\lambda+\mu}, \quad U = \frac{r}{m+r} = \frac{\lambda}{\lambda+\mu} \tag{7.2-21}$$

且频率

$$f = \frac{1}{T} = A\lambda = U\mu \tag{7.2-22}$$

此外，还可根据指数分布假设得时刻 t 的工作和失效状态概率密度函数分别为 $f_0(t) = \lambda e^{-\lambda t}$ 和 $f_1(t) = \mu e^{-\mu t}$；建立相应的微分方程并解出瞬时可用度和不可用度分别为

$$A(t) = \frac{\mu}{\lambda+\mu} + \frac{\lambda}{\lambda+\mu} e^{-(\lambda+\mu)t} \tag{7.2-23a}$$

$$U(t) = \frac{\mu}{\lambda+\mu} - \frac{\lambda}{\lambda+\mu} e^{-(\lambda+\mu)t} \tag{7.2-23b}$$

从 $R(t)$ 和 $A(t)$ 的函数关系图 7.2-9 中，可看出它们之间概念上的区别。

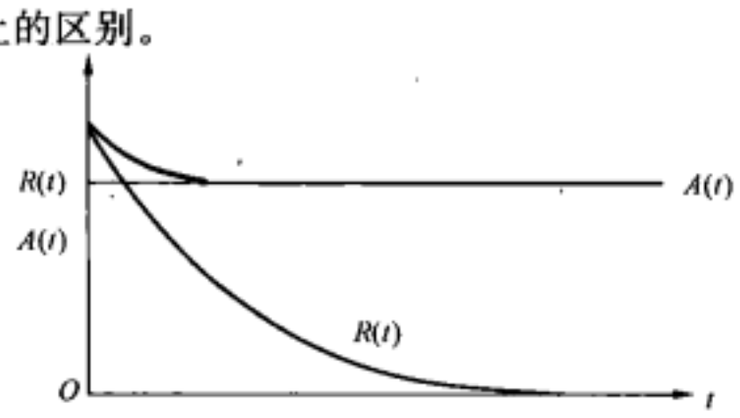


图 7.2-9 可靠度和时间相关可用度

2 系统模拟方法

2.1 框图法

根据系统原理图和元件与系统的功能关系，按系统可靠性等效的原则绘制可靠性框图。可靠性框图由代表元件的方框、逻辑关系连线和节点组成，实际工程系统往往表示成由元件串联、并联、网状连接或这三者组合的图形。

2.1.1 串联系统

当系统中任一元件故障，系统即失效，则称这种系统为串联系统，如图 7.2-10 所示。



图 7.2-10 两元件串联系统可靠性框图

λ 和 μ—元件和系统相应的失效率和修复率；

下标 1 和 2—元件 1 和 2；ss—串联系统

根据可靠性串联的性质和概率运算规则可得

$$\lambda_{ss} = \lambda_1 + \lambda_2 \tag{7.2-24}$$

$$r_{ss} = \frac{1}{\mu_{ss}} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2}{\lambda_{ss}} \tag{7.2-25}$$

式中：r_{ss} 表示系统的平均修复时间。

当 $\frac{\lambda}{\mu} \ll 1$ 时，上式可简化成

$$r_{ss} = \frac{1}{\mu_{ss}} \approx \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_{ss}} \tag{7.2-26}$$

理论上可推广到 n 个元件串联系统的下述计算公式，而工程应用中一般计算到 $n \leqslant 3$

$$A_{ss} = \prod_{i=1}^{n} A_i \tag{7.2-27}$$

$$\lambda_{ss} = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i \tag{7.2-28}$$

$$U_{ss} \approx \sum_{i=1}^{n} \lambda_i r_i \tag{7.2-29}$$

$$f_{ss} = \prod_{i=1}^{n} A_i \sum_{i=1}^{n} \lambda_i \tag{7.2-30}$$

2.1.2 并联系统

当系统中任一元件运行，系统即能完成规定的功能则称其为并联系统。两个独立元件 A 和 B 构成的并联系统如图 7.2-11 所示，其特点是必须两个元件都失效系统才失效。并联逻辑框如图 7.2-12 所示。图中下标 ps 代表并联系统。

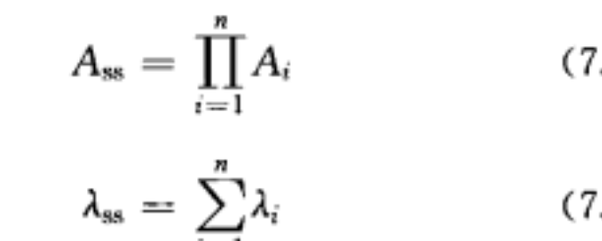


图 7.2-11 两元件并联系统

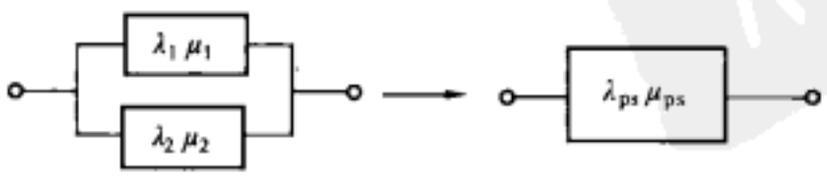


图 7.2-12 两元件并联系统可靠性框图

当 $\frac{\lambda}{\mu} \ll 1$ 时，理论上可推广得 n 个元件并联系统的以下计算公式，而工程应用中一般计算到 $n \leqslant 3$

$$\lambda_{ps} \approx \prod_{i=1}^{n} \lambda_i \frac{\sum_{i=1}^{n} \mu_i}{\prod_{i=1}^{n} \mu_i} \tag{7.2-31}$$

$$\mu_{ps} = \sum_{i=1}^{n} \mu_i \tag{7.2-32}$$

$$f_{ps} = \prod_{i=1}^{n} U_i \sum_{i=1}^{n} \mu_i \tag{7.2-33}$$

$$U_{ps} = \prod_{i=1}^{n} U_i \approx \lambda_{ps} r_{ps} \tag{7.2-34}$$

2.1.3　复杂结构

一般用代表性的桥形网络分析复杂结构，如图 7.2-13 所示。这里以常用的割集法为例说明。相应的最小割集可靠性等效如图 7.2-14 所示，并可由此导出 n 个最小割集等效的系统计算式（7.2-35）和式（7.2-36）。

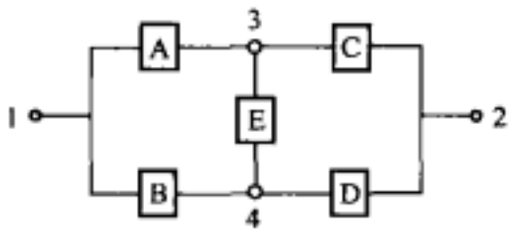


图 7.2-13　桥形网络

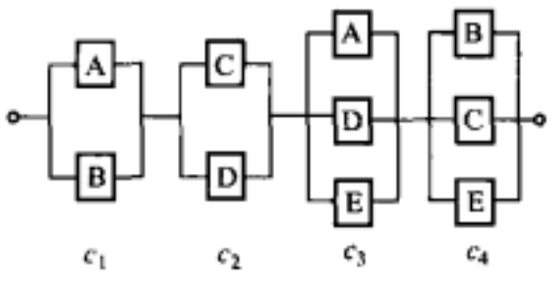


图 7.2-14　桥型网络的等效可靠性框图

$$U_s = \sum_i P(c_i) - \sum_{1 \leqslant i < j \leqslant n} P(c_i c_j) + \sum_{1 \leqslant i < j \leqslant n} P(c_i c_j c_k) \cdots$$
$$P(c_1 c_2 \cdots c_n) + (-1)^{n-1} P(c_1 c_2 \cdots c_n) \tag{7.2-35}$$

$$f_s \approx \sum_i P(c_i) \bar{\mu}_i - \sum_{1 \leqslant i < j \leqslant n} P(c_i c_j) \bar{\mu}_{i+j} + \sum_{1 \leqslant i < j < k \leqslant n} P(c_i c_j c_k) \bar{\mu}_{i+j+k} \cdots + (-1)^{n-1} P(c_1 c_2 \cdots c_n) \bar{\mu}_{1+2+\cdots+n} \tag{7.2-36}$$

式中：U_s 和 f_s 分别为系统不可用度和失效频率；n 是最小割集数；c_i 是任意割集 i；$\bar{\mu}_{i+j+k} = \sum \mu_l, l \in (c_i U c_j U c_k)$。

当元件数量很大时，利用式（7.2-35）和式（7.2-36）进行准确计算需要大量机时，为了简化，可以只计算上两式中的一阶或前两阶项而得到一个偏高的近似值或偏低的近似值。当元件的不可用度很小时，这种近似计算的误差是容许的。

2.1.4　计划检修的计入

一种实用的方法是将计划检修按与强迫停运类似的方式处理，同时加上约束条件：如果一个元件退出工作会引起系统失效，则不安排其退出检修。由此可类似于并联系统随机停运的近似方法加以推广。将二阶随机停运写成如下形式

$$\lambda_{ps} = \lambda_1 (\lambda_2 r_1) + \lambda_2 (\lambda_1 r_2) \tag{7.2-37}$$

令 λ''_1、λ''_2 分别为元件 1 和 2 每年计划检修停运率；r''_1、r''_2 每次停运的平均计划检修时间。对于故障事件重叠到检修停运的情况来说，即可利用形式逻辑由式（7.2-37）直接推论得出

$$\lambda''_{ps} = \lambda''_1 (\lambda_2 r''_1) + \lambda''_2 (\lambda_1 r''_2) \tag{7.2-38}$$

式中第一项对应的重叠修复时间 r''_a 和第二项对应的重叠修复时间 r''_b 一般并不相同，其计算式为

$$r''_a = \frac{r''_1 r_2}{r''_1 + r_2}, \quad r''_b = \frac{r_1 r''_2}{r_1 + r''_2} \tag{7.2-39}$$

系统计划检修等效停运时间和平均停运时间分别为

$$r''_{ps} = \frac{\sum \lambda r}{\sum \lambda} = \frac{\lambda''_1 (\lambda_2 r''_1)}{\lambda''_{ps}} \left(\frac{r''_1 r_2}{r''_1 + r_2} \right) + \frac{\lambda''_2 (\lambda_1 r''_2)}{\lambda''_{ps}} \left(\frac{r_1 r''_2}{r_1 + r''_2} \right) \tag{7.2-40}$$

$$U''_{ps} = \lambda''_{ps} r''_{ps} \tag{7.2-41}$$

最后，计及强迫失效和计划检修停运的系统总的指标计算如下

$$\lambda_{PT} = \lambda_{ps} + \lambda''_{ps} \tag{7.2-42}$$

$$r_{PT} = \frac{\lambda_{ps} r_{ps} + \lambda''_{ps} r''_{ps}}{\lambda_{PT}} \tag{7.2-43}$$

$$U_{PT} = \lambda_{PT} r_{PT} \tag{7.2-44}$$

式中：下标 PT 表示计及强迫停运和计划停运时系统的相应指标。

以上概念可以推广到三个或以上并联元件的情形，这时情况更复杂。例如，已有一个元件检修，则需要研究是否应再安排第二个元件停运检修的问题。

2.1.5　算例

有如图 7.2-15 所示简单放射式供电网，计算其负荷和系统的平均停电时间、停电频率以及可用（概）率指标。

2.1.5.1　计算假设条件

（1）干线故障率为 0.1 次/km·年，修复时间为 3h/次；分支线故障率为 0.25 次/km·年，修复时间为 1h/次；

（2）隔离开关 QS3、QS4 操作时间为 0.5h，QS5 操作时间为 1h；

（3）负荷点 A、B、C 供电的用户数分别为 250、100、50；

（4）考虑预安排停电和保护设备故障的影响。

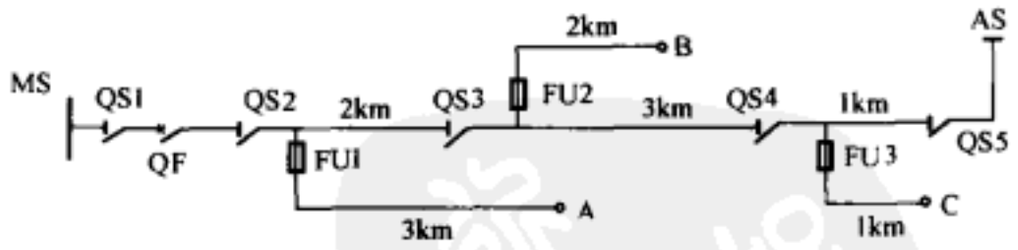


图 7.2-15　简单放射式供电网

MS—主电源；QF—干线断路器；QS1～QS5—隔离开关；AS—备用电源；FU1～FU3—支线熔断器；A、B、C—负荷点

2.1.5.2　计算步骤

（1）分析每一段线路故障时造成各负荷点停电的频率（λ）和持续时间（r），并计算相应的年平均停电时间（λr）。

（2）计算各负荷点的停电频率和年平均停电时间，以及停电持续时间。

（3）计算与用户有关的系统可靠性指标。

2.1.5.3　计算结果

（1）计算各负荷点的可靠性指标，结果如表 7.2-2 所示。

表 7.2-2 计及备用电源的各负荷点可靠性指标

元件		负荷点 A			负荷点 B			负荷点 C		
		λ（次/年）	r（h）	λr（h/年）	λ（次/年）	r（h）	λr（h/年）	λ（次/年）	r（h）	λr（h/年）
供电干线	2km 段	0.2	3.0	0.6	0.2	1.0	0.2	0.2	1.0	0.2
	3km 段	0.3	0.5	0.15	0.3	3.0	0.9	0.3	1.0	0.3
	1km 段	0.1	0.5	0.05	0.1	0.5	0.05	0.1	3.0	0.3
分支线	3km 段	0.75	1.0	0.75						
	2km 段				0.5	1.0	0.5			
	1km 段							0.25	1.0	0.25
总计		1.35	1.15	1.55	1.1	1.5	1.65	0.85	1.24	1.05

（2）计算与用户有关的系统可靠性指标。

用户总停电次数＝250×1.35＋100×1.1＋50×0.85＝490(次/年)

用户总停电持续时间＝250×1.55＋100×1.65＋50×1.05＝605(时户)

系统按用户平均的停电次数＝490/400＝1.23[次/(用户·年)]

系统按用户平均的停电持续时间＝605/400＝1.51[h/(用户·年)]

受影响用户的平均停电持续时间＝605/490＝1.23[h/(停电用户·年)]

系统可用率＝(400×8760－605)/(400×8760)＝0.999 827

2.2 马尔科夫随机过程模拟概念

2.2.1 引言

马尔科夫过程是一种常见的无后效性随机过程，其特点是随机过程在将来的状态仅与其现在所处状态有关，而与过去所处状态无关，因此也常将这种系统称为无记忆系统。

在应用马尔科夫过程进行工程系统可靠性模拟时常简称马尔科夫方法，并在服从指数分布或泊松分布时，它也是一个平稳随机过程，即被模拟系统的统计规律不随时间而变化。

马尔科夫方法既可模拟离散变量，也可模拟连续随机变量，对于离散变量的情形则特称马尔科夫链。

马尔科夫方法通过状态空间分析建模，因而又常称为状态空间法。

2.2.2 模拟方法

2.2.2.1 转移概率矩阵

根据系统的状态空间图及状态间的转移关系，建立如式(7.2-45)的矩阵方程。当系统存在 n 个状态时，则其为 n 阶方程

$$\boldsymbol{P}_{t+\Delta t} = \boldsymbol{P}\boldsymbol{P}_t \tag{7.2-45}$$

式中：$\boldsymbol{P}_{t+\Delta t}$ 为 n 阶列矢量，其元素 $P_i(t+\Delta t)$ 为状态 i 处于 $(t+\Delta t)$ 时刻的概率；$\boldsymbol{P}_t$ 为 n 阶列矢量，其元素 $P_i(t)$ 为状态 i 处于 t 时刻的概率；$\boldsymbol{P}$ 为 $n\times n$ 阶矩阵，称为转移概率矩阵，其元素 P_{ij} 与时间无关，为系统从 t 时刻到 $(t+\Delta t)$ 时刻的转移过程中，状态 i 向状态 j 转移的概率。

如果计算任意时刻 t 的时间相关概率，则可令 Δt 足够小，并对式（7.2-45）中的转移概率矩阵 $\boldsymbol{P}$ 连续自乘，直至所研究的期间达到时刻 t 为止。

如果计算稳态概率，则由于达到稳态后，系统随时间的转移就始终保持稳态，从而可得

$$\boldsymbol{P}_\infty \boldsymbol{P} = \boldsymbol{P}_\infty \tag{7.2-46}$$

式中：$\boldsymbol{P}_\infty$ 为系统稳态概率行矢量。

但式（7.2-46）中只有 $n-1$ 个独立方程，因其还需与式 $\sum P_i = 1$ 联立求解各个状态的稳态概率。

2.2.2.2 截缩矩阵

利用吸收状态的概念，可以计算系统的平均无故障持续可用时间 MTTF（Mean Time to Failure）。吸收状态定义为只有向内而无向外转移的状态，据此即可用其模拟系统的失效状态。由参考文献［11］列出的 MTTF 矩阵算式如下

$$\boldsymbol{M} = [\boldsymbol{I} - \boldsymbol{Q}]^{-1} \tag{7.2-47}$$

式中：$\boldsymbol{M}$ 为将转移概率矩阵 $\boldsymbol{P}$ 中相应于吸收态的行和列全部删去后的降阶矩阵，称为截缩矩阵，其元素 m_{ij} 表示当过程从状态 i 开始转移时，系统停留在状态 j 的平均时间；$\boldsymbol{I}$ 为单位矩阵。

2.2.2.3 算例

研究计及共因停运和相关停运的双回平行输电线路可靠性评估模型。

如图 7.2-16 所示的双回平行输电线路状态空间模型，其中 λ_1 和 λ_2 分别为各回线路独立停运故障率，λ_c 为共因停运（由一种外部因素引起两回线路同时停运）故障率，λ_{d1}、λ_{d2} 和 λ_d 分别为相关停运（在一回线路独立停运后另一回线路因过载而相继停运）故障率；μ_1 和 μ_2 分别为各回线路独立停运单独修复率，μ_{c1} 和 μ_{c2} 分别为共因停运单独修复率，μ_{d1} 和 μ_{d2} 分别为相关停运单独修复率，μ_{12}、μ_c 和 μ_d 分别为独立停运、共因停运和相关停运的同时修复率。

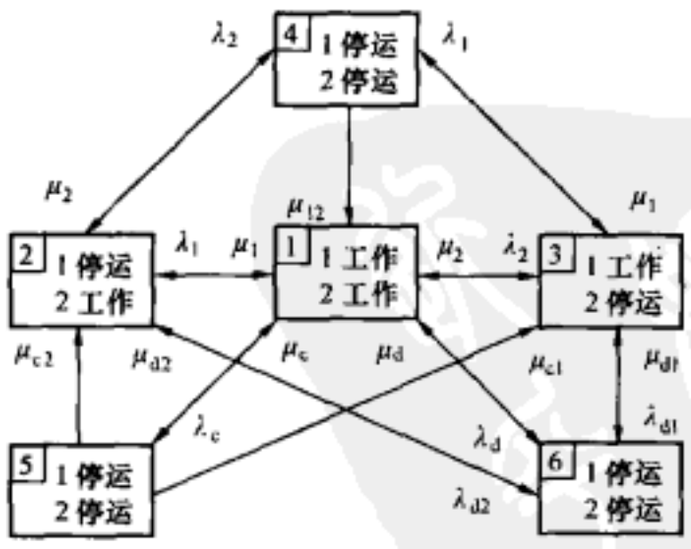


图 7.2-16 双回平行输电线路的状态空间图

据此，建立转移概率矩阵，运用科夫方法，并作适当的简化假设即可导出

$$U = \lambda_1\lambda_2(r_1+r_2)\frac{r_1r_2r_{12}}{r_1r_2+r_1r_{12}+r_2r_{12}} +$$

$$\lambda_c\frac{r_{c1}r_{c2}r_c}{r_{c1}r_{c2}+r_{c1}r_c+r_{c2}r_c} +$$

$$(\lambda_1\lambda_{d2}r_1+\lambda_2\lambda_{d1}r_2+\lambda_d)\frac{r_{d1}r_{d2}r_d}{r_{d1}r_{d2}+r_{d1}r_d+r_{d2}r_d} \tag{7.2-48}$$

$$\lambda_e=\lambda_1\lambda_2(r_1+r_2)+\lambda_c+(\lambda_1\lambda_{d2}r_1+\lambda_2\lambda_{d1}r_2+\lambda_d) \tag{7.2-49}$$

$$r_e=\frac{U}{\lambda_e} \tag{7.2-50}$$

式中：U、λ_e 和 r_e 分别为双回平行输电线路的失效概率、等效故障率和等效修复时间；r_1、r_2 为各回线路独立停运单独修复时间；r_{c1}、r_{c2} 和 r_{d1}、r_{d2} 分别为共因停运和相关停运单独修复时间；r_{12}、r_c 和 r_d 分别为独立停运、共因停运和相关停运同时修复时间。

表 7.2-3 是假设的双回平行输电线路的故障模式，表 7.2-4 是对应的各故障模式情况下计及独立停运、共因停运和相关停运的故障率（次/年）和修复时间（小时）等的输入数据。用式（7.2-48）～式（7.2-50）进行计算，结果如表 7.2-5 所示。

表 7.2-3　双回平行输电线路故障模式

序号	考虑的因素
1	独立停运后仅单独修复
2	独立停运后单独修复和同时修复
3	独立停运同上，共因停运后仅同时修复
4	独立停运同上，相关停运后仅同时修复
5	独立停运同上，共因停运和相关停运后分别仅同时修复
6	独立停运同上，共因停运后单独修复和同时修复
7	独立停运同上，一回线停运后导致另一回线立即停运仅同时修复
8	独立停运同上，一回线停运单独修复时另一回线停运
9	独立停运同上，相关停运后单独修复和同时修复
10	独立停运同上，共因停运和相关停运后分别单独修复和同时修复

表 7.2-4　双回平行输电线路可靠性计算输入数据

序号	故障率(次/年)					修复时间(h)				
	λ_1，λ_2	λ_c	λ_{d1}，λ_{d2}	λ_d	r_1，r_2	r_{12}	r_{c1}，r_{c2}	r_c	r_{d1}，r_{d2}	r_d
1	0.1	—	—	—	16	—	—	—	—	—
2	0.1	—	—	—	16	24	—	—	—	—
3	0.1	0.01	—	—	16	24	—	160	—	—
4	0.1	—	0.008	0.005	16	24		—	—	120
5	0.1	0.01	0.008	0.005	16	24	—	160	—	120
6	0.1	0.01	—	—	16	24	100	160	—	—
7	0.1	—	—	0.005	16	24	—	—	—	120
8	0.1	—	0.008	—	16	24	—	—	80	—
9	0.1	—	0.008	0.005	16	24	—	—	80	120
10	0.1	0.01	0.008	0.005	16	24	100	160	80	120

故障模式 1 和 2 都只计独立停运，仅修复方式不同，由表 7.2-5 看到，其相应的失效风险概率最低，将故障模式 1 视为基本情况。故障模式 3、4 和 5 是在此基础上分别增加计入共因停运、相关停运以及同时计入共因停运和相关停运的情况。故障模式 5 计及了全部 3 种引起停运的因素，其失效风险最高。由表 7.2-5 可知，虽然共因故障和相关故障的故障率分别比独立停运故障率小了 1 个数量级，但最高和最低风险（不计共因和相关故障）却相差了 4 个数量级。可见，系统失效风险主要受共因故障和相关故障的支配，且共因故障的影响又略大一些。

此外，由 3 和 6 两种停运模式的相应计算结果还可看出，当共因停运后，若能一回线路单独修复，较之只能两回线路同时修复的情况，风险降低约 4 倍。可见，双回平行输电线路的架设方式和维修策略也会对系统可靠性有较大影响。

表 7.2-5　双回平行输电线路可靠性计算结果

序　号	U(h/年)	λ_e(次/年)	r_e(h)
1	0.000 292 24	0.000 036 53	8.000 0
2	0.000 219 18	0.000 036 53	6.000 0
3	1.600 219 18	0.010 036 53	159.439 5
4	0.600 569 86	0.005 039 45	119.173 7
5	2.200 569 86	0.015 039 45	146.319 8
6	0.381 171 56	0.010 036 53	37.978 4
7	0.600 219 18	0.005 036 53	119.173 2
8	0.000 336 07	0.000 039 45	8.518 5
9	0.150 306 85	0.005 039 45	29.826 0
10	0.531 259 23	0.015 039 45	35.324 4

3　统计推断概念

统计推断是数理统计的一个分支，即是基于概率论对收集到的数据的总体进行统计检验和分析，以一定置信度对总体作出预测和推断。这一过程包括参数估计和假设检验。本篇仅对参数估计作简要引述。

参数估计即是对收集的数据进行其总体未知参数或未知分布的某一参数进行估计，分为点估计和区间估计。

3.1　点估计

用样本观测值求出的统计量来估计总体的一个未知参数，称为点估计问题。

均值的点估计最常用的是算术均值或称无偏估计

$$\overline{X}=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}X_i \tag{7.2-51}$$

式中：$\overline{X}$ 是样本均值；X_i 是参数的样本；n 是样本数。

方差的估计常用样本方差代替总体方差，计算如下

$$s^2=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(X_i-\overline{X})^2=\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}X_i^2-\overline{X}^2 \tag{7.2-52}$$

式中：s^2 为样本方差。

3.2　区间估计

点估计求出的未知参数的估计量总是存在一定误差，需要进一步确定参数真实值落入某个区间的置信度。对这种参数所在区间的估计称为区间估计。在数据统计中常假设服从正态分布来作出均值和方差的区间估计。

如果 $\overline{X}$ 和 s 分别表示容量为 n 且服从正态分布 $N(X;\mu,\sigma^2)$ 的随机样本的样本均值和样本方差，则可按下式作出均值的区间估计

$$\overline{X}-t_{\alpha/2}(n-1)\frac{s}{\sqrt{n}}\leqslant\mu\leqslant\overline{X}+t_{\alpha/2}(n-1)\frac{s}{\sqrt{n}} \tag{7.2-53}$$

式中：$t_{\alpha/2}(n-1)$ 的值定义为自由度为 $n-1$ 的 t 分布密度函数从 $t_{\alpha/2}(n-1)$ 到∞的积分等于 $\alpha/2$。

3.3 示例

引用参考文献［7，8］中的一个算例，说明数据区间估计方法。

一条 230kV 线路在 10.5 年内发生了 4 次强迫失效，累积维修停运时间为 0.5 年。在显著性水平 $\alpha=0.05$ 的条件下，估计这条线路的强迫失效频率的置信区间。

单个元件的失效可根据统计年失效的平均次数来估计

$$f=\frac{N_f}{T}$$

式中：N_f是一个元件在所统计的时间 T（年）内发生可修复失效的次数。当计算强迫失效的频率时，T 应当是整个经历的时间减去非强迫停运的时间（计划检修和其他计划停运）。

可用下式进行区间估计

$$\frac{\chi^2_{1-\alpha/2}(2F)}{2T}\leqslant\lambda\leqslant\frac{\chi^2_{\alpha/2}(2F)}{2T}$$

式中：λ 是平均失效率；T 是统计的时间总长度；F 是在样本数据中时间 T 内的失效统计次数；$\chi^2(2F)$ 表示自由度为 $2F$ 的 χ^2 分布。

则根据题设数据，计算强迫失效频率时应考虑的总持续时间为 $T=10.5-0.5=10$（年），平均强迫失效频率估计为 $4/10=0.4$ 次/年。

当 $2F=2\times4=8$，$\alpha/2=0.025$ 时，可以查表得出

$$\chi^2_{1-\alpha/2}(2F)=2.180,\ \chi^2_{\alpha/2}(2F)=17.535$$

下限：$2.18/(2\times10)=0.109$(次 / 年)；上限：$17.535/(2\times10)=0.877$(次 / 年)。

即本例线路的失效率 λ 以 $1-\alpha=0.95$ 的概率落在［0.109，0.877］的随机置信区间内。或者说 λ 以 95%的置信度落在［0.109，0.877］区间内。

通常可用 χ^2 分布表查找当自由度 $2F$ 不超过 30 时的 $\chi^2_{1-\alpha/2}(2F)$ 和 $\chi^2_{\alpha/2}(2F)$ 的值。当自由度大于 30 时，可用下面的近似式来计算

$$\chi^2=\frac{1}{2}(\sqrt{2\upsilon-1}+z)^2 \qquad (7.2\text{-}54)$$

式中：υ 是自由度。

z 的值定义如下：标准正态分布密度函数从 z 到∞的积分等于给定的显著性水平 α。

4 蒙特卡罗模拟概念

4.1 基本原理

蒙特卡罗模拟法的基本思想是，为求解数学、物理、工程技术以及生产管理等方面的问题，首先建立一个概率模型或随机过程，使其参数为问题所要求的解，然后或者通过对模型或过程的观察，或者通过抽样试验来计算所求参数的统计特征，并求解。解的精度可用估计值的标准误差来表示。

如果用 Q 表示系统的不可用率，用 x_i 表示辨识系统状态的 0、1 变量

$$\begin{cases}x_i=0\text{（正常状态）}\\ x_i=1\text{（故障状态）}\end{cases}$$

则系统的不可用率估计值（样本均值）为

$$\overline{Q}=\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}x_i(i=1,\cdots,n) \qquad (7.2\text{-}55)$$

其方差为

$$V(\overline{Q})=\frac{1}{N}V(x)=\frac{1}{N}(\overline{Q}-\overline{Q}^2) \qquad (7.2\text{-}56)$$

模拟的精度用方差系数表示

$$a=\sqrt{V(\overline{Q})}/\overline{Q} \qquad (7.2\text{-}57)$$

或

$$a=\sqrt{\frac{1-\overline{Q}}{N\overline{Q}}} \qquad (7.2\text{-}58)$$

由此可得

$$N=\frac{1-\overline{Q}}{a^2\overline{Q}} \qquad (7.2\text{-}59)$$

这个等式说明：①一定精度 a 的抽样数取决于系统的失效概率，与系统的规模无关；②实际系统失效概率远小于 1.0，因此有 $N=\frac{1}{a^2\overline{Q}}$。可见，抽样数与要求精度的平方成反比。

4.2 模拟方法

对系统状态 x 的随机模拟可用计算机产生服从［0，1］区间上均匀分布的随机数相关联。例如，设元件 i 为两状态元件，其工作概率为 p_i，失效概率为 q_i，$q_i=1-p_i$，则可产生服从区间［0，1］上均匀分布的随机数 u_i。当 u_i 的一次抽样结果满足 $0\leqslant u_i<p_i$ 时，表明模拟试验的元件 i 正常工作，否则，当 $p_i\leqslant u_i\leqslant1$，则表明元件 i 处于失效状态。

由于计算机存储单元的位数总是有限的，所以它不可能产生真正意义上的随机数，而只能产生所谓的伪随机数。但只要一组伪随机数序列 $a_1,a_2,\cdots,a_n$ 能够通过［0，1］区间上均匀分布随机数所应满足的均匀性和独立性检验，则这组序列便可作为真正的随机数使用。［0，1］区间上的均匀分布随机数 M 可通过移位法和各种同余法等由计算机产生。

利用随机数即可产生服从给定分布的随机变量，产生随机变量最常用的方法是逆变换法。

为了提高模拟效率，减小随机变量的方差是一种有效的途径。现在用到的方差减小技术有控制变量、重要性抽样、分层抽样和对偶变量等方法。

蒙特卡罗抽样在电力系统可靠性风险评估中的应用主要使用非序贯和序贯模拟方法。进一步应用研究可参阅本篇第 3 章。

第 3 章　电力系统可靠性评估

1　引言

电力系统是一个复杂的大系统，对其整体进行可靠性评估十分困难，通常按功能把电力系统的各个主要部分分开考虑。一般可划分为发电系统、输电系统和配电网三个部分。也可以将不同的子系统组成不同的分级层次（Hierarchical Level）加以研究，层次越高，包含的部分越多，可靠性评估越困难。电力系统充裕性评估可分为以下三个层次：

（1）层次Ⅰ，发电系统可靠性或电源可靠性评估（Reliability Evaluation of Generation System）。仅考虑发电设备，假定输电和配电设备完全可靠，电源点的电能可以不受传输限制输送到负荷点。这一层次的评估可用以确定电力系统为保证充足的电力供应所需的发电容量。

（2）层次Ⅱ，发输电系统或大电力系统可靠性评估（Reliability Evaluation of Bulk Power System）。包括发电和输电设备，不仅考虑发电容量和电源位置约束，而且考虑输电网过负荷及节点电压约束，但忽略配电设备故障。

（3）层次Ⅲ，整体可靠性评估（Integer Reliability Evaluation）。这一层次包括发电、输电以及配电设备。

2　元件失效模型

2.1　引言

电力系统可靠性评估中，元件是指在可靠性统计、分析、评估中不需再细化并视为整体的一组器件或设备的通称，如发电机、线路、变压器、断路器等。

电力系统由不同元件构成，元件停运模型是系统可靠性评估的基础。构建模型时需要分析停运模式。元件停运模式通常可分为独立和相关停运两类。

独立停运按不同停运性质分为强迫、半强迫和计划停运；按失效状态可分为完全失效和部分失效。强迫停运一般分为可修复和不可修复两类。相关停运包括共因停运、元件组停运、电站相关停运、连锁停运、环境相依失效等模式，如同塔双回架空线路由于雷击同时失效；变电站终端设备的失效可能导致多回线路停运等。前者属于共因停运，后者属于元件组停运。通常，相关停运往往较之独立停运产生更严重的后果，历史上的重大停运和停电事件常由相关失效所造成。

2.2　元件的可靠性参数

元件可靠性参数是描述元件可靠性基本性能的重要指标，也是进行系统可靠性评估的基础。元件的可靠性参数主要有：

（1）故障率（Failure Rate）：元件在单位暴露时间内因故障不能执行规定的连续功能的次数，即

$$\text{故障率} = \frac{\text{故障次数}}{\text{暴露时间}}$$

故障率常用 λ 表示，可按单一元件或某类元件、单位线路长度、同杆架设线路，或同一走廊线路等分类对其进行计算。如：我国 2004 年 220kV 变压器故障率为 1.68 次/（百台·年），220kV 架空线路故障率为 0.243 次/（100km·年）。

（2）修复时间（Repair Time）：对元件实施修复所用的实际矫正性维修时间，包括故障定位时间、故障矫正时间和核查时间，即为元件故障导致停电到故障元件通过修复或更换设备而恢复供电经历的时间。当修复过程服从指数分布假设时，修复时间的倒数即为修复率，常用 μ 表示。

（3）平均停运持续时间（Mean Outage Duration）：元件在给定时间区间内停运事件的平均持续时间，即

$$\text{平均停运持续时间} = \frac{\text{停运时间}}{\text{规定类型的停运次数}}$$

2.3　元件的可靠性指标

元件可靠性指标是描述元件完成规定功能能力的重要量度，其主要指标有：

（1）稳态可用度（Steady State Availability）：稳态条件下，给定时间区间内的瞬时可用度的均值，常简称为“可用度”或“可用率”。当失效率与修复率均为常数时，稳态可用度表示为：$A = \mu/(\mu+\lambda)$。

（2）稳态不可用度（Steady—State Unavailability）：稳态条件下，给定时间区间内的瞬时不可用度的均值，常简称为“不可用度”或“不可用率”。当失效率与修复率均为常数时，稳态不可用度可表示为：$U = \lambda/(\mu+\lambda)$。

2.4　独立停运模型

2.4.1　可修复强迫失效

可修复强迫失效可通过元件“运行—停运—运行”的稳态循环过程来模拟（参见图 7.2-7 和图 7.2-8 的状态空间和时间图）。由 2.3 节知，其不可用率为

$$U = \frac{\lambda}{\lambda+\mu} = \frac{MTTR}{MTTF+MTTR} \qquad (7.3\text{-}1)$$

式中：$MTTR$ 为平均修复时间，h；$MTTF$ 为失效前平均时间，h。

2.4.2　计划停运

计划停运可用两种方法模拟：①假设计划停运和恢复时间服从某一给定的分布，该分布的参数可从计划停运事件的统计数据进行估计；②把计划停运看成发生在预定时段计划安排的事件。

在第一种方法中，将计划停运看成一种偶然事件，图 7.3-1 给出强迫失效和计划停运的状态空间图。应用马尔可夫方法即可得到运行、强迫停运和计划停运各状态的概率及相应频率。

在第二种方法中，计划停运不是偶然事件，而是预先安排的事件。这时的计划停运由其起始和结束的时间确定，不能用转移状态空间图来模拟，而可用蒙特卡罗法来模拟。

2.4.3　部分失效

当故障不很严重时，一些元件（如发电机组）还可在降额状态下运行，称其为部分失效模式。部分失效可用多状态

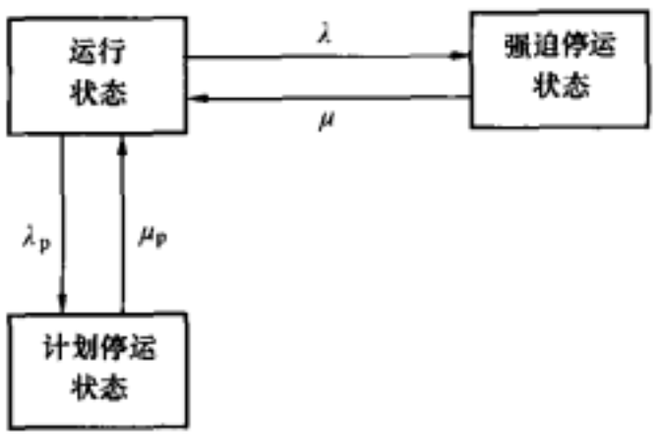


图 7.3-1 强迫和计划停运的状态空间图

模型模拟。如图 7.3-2 为机组的三状态模型，包括全额运行、全额停运和降额运行三个状态。

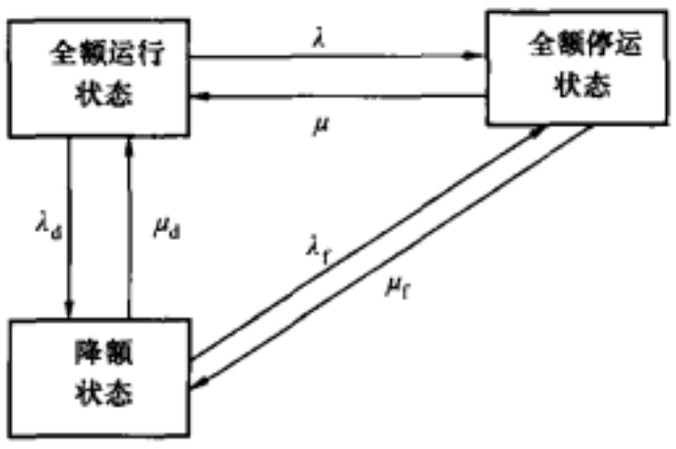


图 7.3-2 具有降额状态的三状态模型

在实际修复过程中，由于修复完成往往使设备回到全额运行状态而不是降额状态。因此，在大部分实际应用中不计降额状态和全额停运状态之间的转移。

2.5 相关停运模型

本节引用参考文献 [7，8] 的相关定义。

2.5.1 共因停运

共因停运是指由于同一外部原因引起的多个元件的同时停运，同塔双回线由于杆塔失效或雷击引起双回线同时停运就是这类停运的典型例子。共因停运的传统模拟方法是将其与独立停运合成为组合状态空间模型。图 7.3-3 给出了两元件共因停运的状态空间图。

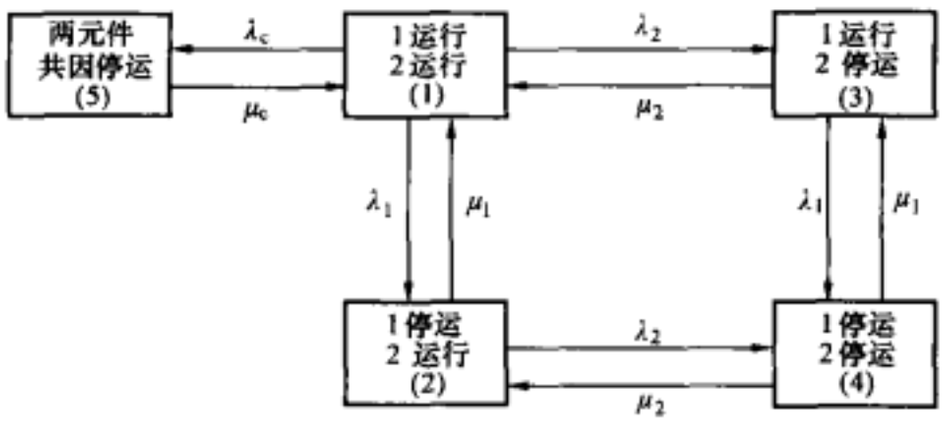


图 7.3-3 共因停运和独立停运的组合模型

由于共因停运和独立停运同时发生的概率一般可忽略不计，故该模型的计算精度影响不大。但是，当共因停运涉及多个元件（设有 N 个元件）共同停运时，可靠性评估中则需求解 N^2+1 个状态概率方程，计算很复杂。

一个更有效的分离模型如图 7.3-4 所示。图 7.3-4（a）所示的两状态模型适用于每个元件的独立停运；图 7.3-4（b）所示的两状态模型则适用于元件的共因停运。每个独立停运和共因停运之间独立，且不互斥。

分离模型可用式（7.3-2）～式（7.3-7）归纳如下

$$P_{iD}=\frac{\lambda_i}{\lambda_i+\mu_i}(i=1,\cdots,n) \tag{7.3-2}$$

$$P_{iU}=\frac{\mu_i}{\lambda_i+\mu_i}(i=1,\cdots,n) \tag{7.3-3}$$

$$\lambda_i=\frac{f_i}{1-f_i r_i}(i=1,\cdots,n) \tag{7.3-4}$$

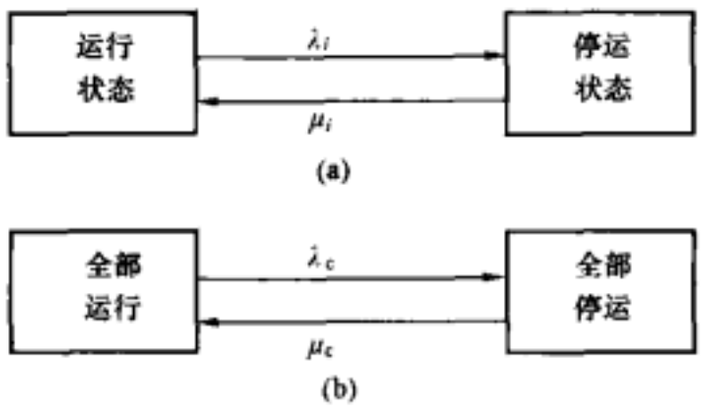


图 7.3-4 独立停运和共因停运的分离模型
（a）独立停运；（b）共因停运

$$P_{cD}=\frac{\lambda_c}{\lambda_c+\mu_c} \tag{7.3-5}$$

$$P_{cU}=\frac{\mu_c}{\lambda_c+\mu_c} \tag{7.3-6}$$

$$\lambda_c=\frac{f_c}{1-f_c r_c} \tag{7.3-7}$$

式中：下标 i 表示总共 n 个元件中的第 i 个元件；下标 c 表示 n 个元件的共因停运；f 和 r 分别表示失效频率（失效次数/年）和修复时间（年），r 和 μ 互为倒数；P_{iD}和 P_{iU}分别表示第 i 个元件处于停运和运行状态的概率；P_{cD}和 P_{cU}分别表示共因停运发生和不发生的概率。

分析可知，从组合和分离两个共因模型得出的五个状态概率在数值上几乎相等。虽然组合模型所隐含的假设对结果不会产生太大的误差，但分离模型可避免求解马尔可夫方程，计算过程较简单，易于推广应用。

2.5.2 连锁停运

连锁停运指具有如下特点的事件：第一个元件的失效引起第二个元件失效，第二个元件的失效引起第三个元件失效，依此类推。第一个元件被称为停运激发元件。这样的连锁停运常常是系统崩溃的主要原因。一个典型的例子是，并行的一回 500kV 线路和一回 220kV 线路，当 500kV 线路故障时，220kV 线路上过载。如不及时采取恰当的运行措施，则过载保护将断开 220kV 线路，从而可能引起其他线路更大范围的过载，以及多组母线电压过低的问题。这可能造成更多的系统元件停运，甚至导致系统瓦解。

连锁停运可用图 7.3-5 的状态空间表达。

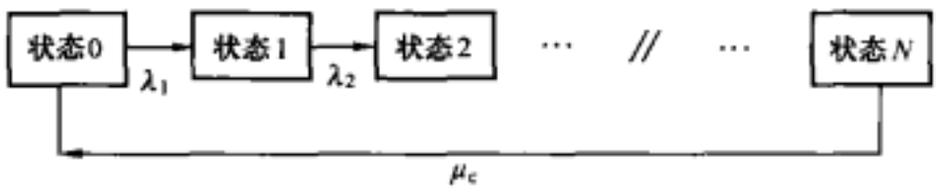


图 7.3-5 连锁停运的状态空间图

这是一个循环转移过程。状态 0 为正常状态，状态 1 为激发元件失效状态，状态 2 为第二个元件失效状态，依此类推。通常只考虑激发元件是否需要修复，而其他元件在大多数情况下仅需合上断路器即可恢复运行，因此可以假设所有的失效元件将同时恢复到正常状态。应用马尔可夫方法可易于导出该模型的一组方程。在实际应用中，常忽略除状态 0 和状态 N 以外的其他所有状态，这是由于在连锁失效时从一种状态到另一种状态的转移过程太快，不可能来得及采取措施。数学概念上，可看成 $\lambda_1 \ll \mu_c \ll \lambda_i (i=2,\cdots,N)$，这里 λ_1是激发元件的失效率；μ_c是连锁停运恢复率，它常常就是激发元件的修复率；λ_i为连锁停运过程中的第 i 个转移率。这一假设即可容许在状态 0 和状态 N 之间采用相似于图 7.3-4（b）所示共因停运的两状态简单模型。状态 0 表示所有元件运行，状态 N 表示所有元件停运。在两状态间的失效和修复率则是激发元件的失效和修复率。

3　电力系统可靠性评估指标

3.1　大电网可靠性的测度指标

3.1.1　（电力系统的）缺电概率（Loss of Load Probability，LOLP）

给定时间区间内系统不能满足负荷需求的概率，即

$$LOLP = \sum_{i \in S} P_i$$

式中：P_i 为系统处于状态 i 的概率；S 为给定时间区间内不能满足负荷需求的系统状态全集。

3.1.2　缺电时间期望（Loss of Load Expectation，LOLE）

给定时间区间内系统不能满足负荷需求的小时或天数的期望值。即

$$LOLE = \sum_{i \in S} P_i T$$

式中：P_i、S 含义同上；T 为给定的时间区间的小时数或天数。缺电时间期望 $LOLE$ 通常用小时/年或天/年表示。

3.1.3　缺电频率（Loss of Load Frequency，LOLF）

给定时间区间内系统不能满足负荷需求的次数，其近似计算公式为

$$LOLF = \sum_{i \in S} F_i$$

式中：F_i 为系统处于状态 i 的频率；S 含义同上。$LOLF$ 通常用次/年表示。

3.1.4　缺电持续时间（Loss of Load Duration，LOLD）

给定时间区间内系统不能满足负荷需求的平均每次持续时间，即

$$LOLD = \frac{LOLE}{LOLF}$$

$LOLD$ 通常用小时/次表示。

3.1.5　期望缺供电力（Expected Demand not Supplied，EDNS）

系统在给定时间区间内因发电容量短缺或电网约束造成负荷需求电力削减的期望数。即

$$EDNS = \sum_{i \in S} C_i P_i$$

式中：P_i 为系统处于状态 i 的概率；C_i 为状态 i 条件下削减的负荷功率；S 含义同上。期望缺供电力 $EDNS$ 通常用 MW 表示。

3.1.6　期望缺供电量（Expected Energy not Supplied，EENS）

系统在给定时间区间内因发电容量短缺或电网约束造成负荷需求电量削减的期望数。即

$$EENS = \sum_{i \in S} C_i F_i D_i = \sum_{i \in S} C_i P_i T$$

式中：F_i 为系统处于状态 i 的频率；D_i 为状态 i 的持续时间；P_i、C_i、S 和 T 含义同上。期望缺供电量 $EENS$ 通常用 MWh/年表示。

3.1.7　元件敏感度指标（Sensitivity Index）

可以用下面的一组公式计算系统可靠性对元件可靠性参数和传输能力变化的敏感度指标：

（1）系统缺电时间对元件故障概率的敏感度

$$SL_{q_i} = \partial LOLE / \partial q_i$$

（2）系统电量不足期望对元件故障概率的敏感度

$$SE_{q_i} = \partial EENS / \partial q_i$$

（3）系统电量不足期望对元件容许传输容量的敏感度

$$SE_{C_i} = \partial EENS / \partial C_i$$

式中：q_i 为元件 i 的故障概率；C_i 为元件 i 的容许传输容量。

发电系统可靠性指标与此类似。

3.2　配电网可靠性的测度指标

3.2.1　用户平均停电时间（Average Interruption Hours of Customer，AIHC）

供电用户在给定时间区间内的平均停电小时数。即

$$AIHC = \frac{\sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{\text{用户停电持续时间总和}}{\text{总用户数}}$$

式中：U_i 为负荷点平均每年停电时间，小时/年；N_i 为负荷点 i 的用户数。

在北美称为“系统平均停电持续时间指标（System Average Interruption Duration Index，SAIDI）”；给定时间区间通常为 1 年，则 AIHC 用小时/（户·年）表示。

3.2.2　供电可用率（Service Availability，SA）

在给定时间区间内用户用电需求得到满足的时间百分比。即

$$SA = \frac{\sum_{i \in R} 8760 N_i - \sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum_{i \in R} 8760 N_i} = \frac{\text{实际供电总时户数}}{\text{要求供电总时户数}}$$

式中：R 为系统负荷点集合。

在北美称为“平均供电可用率指标（Average Service Availability Index，ASAI）”。

3.2.3　用户平均停电次数（Average Interruption Times of Customer，AITC）

供电用户在给定时间区间内的平均停电次数。即

$$AITC = \frac{\sum_{i \in R} \lambda_i N_i}{\sum_{i \in R} N_i} = \frac{\text{用户停电总次数}}{\text{总用户数}}$$

式中：λ_i 为负荷点 i 的用户停运率。

$AITC$ 通常用次/（户·年）表示。在北美称为“系统平均停电频率指标（System Average Interruption Frequency Index，SAIFI）”。

3.2.4　故障停电平均持续时间（Average Interruption Duration，AID）

故障停电的每次平均停电小时数。即

$$AID = \frac{\sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum_{i \in R} \lambda_i N_i} = \frac{\text{用户停电持续时间总和}}{\text{用户停电总次数}}$$

AID 通常用小时/次或分钟/次表示。在北美称为“用户平均停电持续时间（Customer Average Interruption Duration Index，CAIDI）”。

3.2.5　（用户）平均停电缺供电量（Average Energy not Supplied，AENS）

在给定时间区间内，平均每一户用户因停电缺供的电量。即

$$AENS = \frac{\sum_{i \in R} P_{ai} U_i}{\sum_{i \in R} N_i} = \frac{\text{总缺电量}}{\text{总用户数}}$$

式中：P_{ai} 为接入负荷点 i 的平均负荷，kW。

$AENS$ 通常用 kWh/(户·年)表示。

3.2.6　停电用户平均停电次数（Average Interruptions of Customer Affected，AICA）

在给定时间区间内，发生停电用户的平均停电次数。即

$$AICA = \frac{\sum_{i\in R}\lambda_i N_i}{\sum_{i\in R} M_i} = \frac{\text{用户停电总次数}}{\text{停电总用户数}}$$

式中：M_i 为负荷点 i 的故障停电用户数。

AICA 通常用次/（户·年）表示。在北美称为“用户平均停电频率指标（Customer Average Interruption Frequency Index，CAIFI)”。

3.3 直流输电系统可靠性的测度指标

3.3.1 能量可用率（Energy Availability，EA)

给定时间区间内直流输电系统能够输送能量的能力。即

$$EA = \frac{\text{可用小时} - \text{降额运行等效停运小时}}{\text{给定时间区间}}$$

降额运行等效停运小时为按额定输送容量为基准折算的停运小时。

3.3.2 能量不可用率（Energy Unavailability，EU)

给定时间区间内由于计划停运、非计划停运或降额运行造成的直流输电系统的输送能量能力的降低。即 $EU = 1 - EA$。

3.3.3 能量利用率（Energy Utilization)

给定时间区间内直流输电系统实际输送能量的能力。即

$$\text{能量利用率} = \frac{\text{总输送电量}}{\text{额定输送容量} \times \text{给定时间区间}}$$

3.3.4 单极计划停运次数（Monopole Planned Outage Times，MPOT)

在规定时间区间内，直流输电系统发生单极计划停运的次数。

3.3.5 双极计划停运次数（Bipole Planned Outage Times，BPOT)

在规定时间区间内，直流输电系统发生双极计划停运的次数。

3.3.6 单极非计划停运次数（Monopole Unplanned Outage Times，MUOT)

在规定时间区间内，直流输电系统发生单极非计划停运的次数。

3.3.7 双极非计划停运次数（Bipole Unplanned Outage Times，BUOT)

在规定时间区间内，直流输电系统发生双极非计划停运的次数。

3.4 电站电气主接线系统可靠性的测度指标

（变）电站电气主接线可靠性的测度指标如下：

（1）评价连续性的指标：①电站功率受阻概率；②电站功率受阻时间期望；③电站功率受阻频率。

（2）评价充裕性的能量指标：①电站少供（或受阻）电力期望；②电站少供（或受阻）电量期望。

（3）评价安全性的指标：①一台至多台机组被解列的概率和频率；②一回至多回出线失去电源的概率和频率。

（4）参数敏感度指标：①系统可靠性指标对元件故障率的敏感度；②系统可靠性指标对元件故障修复时间的敏感度。

4 电力系统可靠性评估模型

4.1 频率—持续时间法

频率—持续时间法是由状态概率和转移率计算频率和持续时间的基本方法，其相应的可靠性指标计算如下：

（1）每个状态发生的频率，状态 i 的频率计算如下

$$f_i = P_i \sum_{k=1}^{M_d} \lambda_k = \sum_{j=1}^{M_e} P_j \lambda_j \qquad (7.3\text{-}8)$$

式中：P_i 是状态 i 的概率；P_j 是与状态 i 直接转移的状态的概率；λ_k 或 λ_j 是转移（失效或修复）率；M_d 是离开状态 i 的转移数；M_e 是进入状态 i 的转移数。

（2）两状态间的转移频率，从状态 i 向状态 j 的转移频率可由式（7.3-9）计算

$$f_{ij} = P_i \lambda_{i-j} \qquad (7.3\text{-}9)$$

式中：P_i 是状态 i 的概率；λ_{i-j} 是从状态 i 向状态 j 的转移率。一般地，存在着从状态 i 向状态 j 和从状态 j 向状态 i 的双向转移时，$f_{ij} = f_{ji}$。

（3）进入状态集合的频率，根据系统状态的后果把系统状态分成各种集合，例如，导致系统负荷削减的所有状态构成一个系统失效状态集合。进入一个状态集合的频率可由式（7.3-10）估计

$$f_S = \sum_{k\in S} f_k - \sum_{i,j\in S} f_{ij} \qquad (7.3\text{-}10)$$

式中：f_S 是进入状态集合 S 的频率；f_k 是进入属于 S 的状态 k 的频率；f_{ij} 是从状态 i 向状态 j 的转移频率；下标 i 和 j 分别代表集合 S 中有直接联系的两个状态。

（4）状态的平均持续时间，停留在每个状态的平均持续时间是离开该状态的转移率总和的倒数，且可由状态空间图（参阅 2.3.3 中指数分布一节）如下直接计算

$$d_i = \frac{1}{\sum_{k=1}^{M_d} \lambda_k} \qquad (7.3\text{-}11)$$

式中：d_i 是停留在状态 i 的平均持续时间；λ_k 和 M_d 与式（7.3-8）中定义相同。

（5）停留在每个状态集合的平均持续时间，将式（7.3-11）代入式（7.3-8）可得

$$P_i = f_i d_i \qquad (7.3\text{-}12)$$

该公式表明状态概率可看成频率和持续时间的乘积，这是频率—持续时间法中一个最重要的概念。式（7.3-12）中 P、f 和 d 的关系具有普遍性。换言之，它不仅适用于单个状态，也适用于状态集合。

4.2 状态枚举法

上节方法可用于分析简单系统，对于复杂系统则常用状态枚举法和蒙特卡罗模拟法，后者可分为序贯和非序贯抽样方法。

复杂系统分析方法的基本思路是通过包括以下 5 个步骤的迭代过程实现可靠性评估：①选择一个系统状态；②系统状态分析；③判断其是否是失效状态，并进行系统矫正性分析和可能的负荷削减分析；④计算失效状态的可靠性指标；⑤更新可靠性指标。

状态枚举法和蒙特卡罗模拟法是两种不同的选择系统状态的主要方法。两种方法的指标计算公式有不同的表达方式，但是，两个方法的系统分析相同，而且不依赖于系统状态的选择方法。发电、配电、变电站和输电系统需要不同的系统分析技术。通常用于发电和配电网的分析技术相对简单明了，用于变电站电气接线的分析技术则更复杂一些，而最复杂的是用于输电网的分析技术。

系统状态概率由式（7.3-13）给出

$$P(S)=\prod_{i=1}^{N_f}Q_i\prod_{i=1}^{N-N_f}P_i \tag{7.3-13}$$

式中：N_f和 $N-N_f$分别是状态 S 中失效和未失效的元件数量。正常状态时，所有的元件在运行，$N_f=0$，则有

$$P(S)=\prod_{i-1}^{N}P_i \tag{7.3-14}$$

按上节给出的系统状态的频率和平均持续时间的概念，可用式（7.3-15）和式（7.3-16）计算系统状态频率和平均持续时间

$$f(S)=P(S)\sum_{k=1}^{N}\lambda_k \tag{7.3-15}$$

$$d(S)=\frac{1}{\sum_{k=1}\lambda_k} \tag{7.3-16}$$

式中：λ_k 是第 k 个元件从状态 S 离开的转移率。如果第 k 个元件在工作，则 λ_k 是失效率；如果第 k 个元件处于停运，则 λ_k 是修复率。

由式（7.3-13）可看出，所有枚举的系统状态互斥，因此系统的累计失效概率是所有失效状态概率的直接相加之和，即

$$P_f=\sum_{S\in G}P(S) \tag{7.3-17}$$

式中：G 是所有失效状态的集合。

由式（7.3-17），系统的累计失效频率为

$$F_f=\sum_{S\in G}f(S)-\sum_{n,m\in G}f_{nm} \tag{7.3-18}$$

式中：f_{nm} 代表从状态 n 向状态 m 的转移频率。第二项表明系统失效状态间的所有转移频率必须从系统全部失效状态的频率的总和中减去。在实际系统中，正常状态和失效状态间的转移占据了支配地位，失效状态间的转移则很稀少，故经常忽略第二项，从而得出系统累计失效频率的如下近似表达式

$$F_f=\sum_{S\in G}f(S) \tag{7.3-19}$$

停留在系统失效状态集合的平均持续时间为

$$D_f=\frac{P_f}{F_f} \tag{7.3-20}$$

应当注意，如果用式（7.3-19）计算 F_f，则这里的平均失效持续时间也是近似值。

可通过系统分析技术得出对应于每个系统失效状态的任何其他可靠性指标函数，例如负荷削减 $C(S)$，然后全部系统失效状态的指标函数的数学期望由式（7.3-21）给出

$$E(C)=\sum_{S\in G}C(S)P(S) \tag{7.3-21}$$

4.3　非序贯蒙特卡罗模拟法

非序贯蒙特卡罗模拟法常称为状态抽样法，它已广泛用于电力系统可靠性评估中。该方法的依据是：一个系统状态是所有元件状态的组合，且每一元件状态可由其出现在该状态的概率进行抽样来确定。

每一元件的状态可用一个在［0，1］区间的均匀分布来模拟。假设每一元件有失效和工作两个状态，且元件失效相互独立。令 s_i 代表元件 i 的状态，Q_i 代表其失效概率，则对元件 i 产生一个在［0，1］区间均匀分布的随机数 R_i，使

$$s_i=\begin{cases}0 & \text{（工作状态）}\quad \text{如果 } R_i>Q_i\\ 1 & \text{（失效状态）}\quad \text{如果 } 0\leqslant R_i\leqslant Q_i\end{cases} \tag{7.3-22}$$

具有 N 个元件的系统状态由相量 $\boldsymbol{s}$ 表示

$$\boldsymbol{s}=(s_1,\cdots,s_i,\cdots,s_N) \tag{7.3-23}$$

一个系统状态在抽样中被选定后，即进行系统分析以判断其是否是失效状态，如果是，则对该状态的可靠性指标函数进行估计。

当抽样的数量足够大时，系统状态 s 的抽样频率可作为其概率的无偏估计，即

$$P(s)=\frac{m(\boldsymbol{s})}{M} \tag{7.3-24}$$

式中：M 是抽样数；$m(\boldsymbol{s})$ 是在抽样中系统状态 $\boldsymbol{s}$ 出现的次数。

当每一个系统状态的概率通过抽样估计以后，就可用与式（7.3-16）～式（7.3-21）相同的公式计算系统失效概率、频率、平均持续时间，以及系统其他可靠性指标。

非序贯蒙特卡罗法和状态枚举法之间主要的区别在于如何选择系统状态和如何计算单个系统状态的概率。

4.4　序贯蒙特卡罗模拟法

序贯蒙特卡罗法是按照时序，在一个时间跨度上对元件和系统进行的模拟。其中对建立虚拟系统状态转移循环过程有不同的方法，最常用的是状态持续时间抽样法。该方法基于对元件状态持续时间的概率分布进行抽样，按如下步骤进行：

（1）指定所有元件的初始状态，通常假设所有元件开始处于运行状态。

（2）对每一元件停留在当前状态的持续时间进行抽样。对不同的状态，如运行或修复过程，可以假设有不同的状态持续时间概率分布。下式给出指数分布的状态持续时间的抽样值

$$D_i=\frac{1}{\lambda_i}\ln R_i \tag{7.3-25}$$

式中：R_i 是对应于第 i 个元件在［0，1］区间均匀分布的随机数。如果当前的状态是运行状态，则 λ_i 是第 i 个元件的失效率；如果当前的状态是停运状态，则 λ_i 是第 i 个元件的修复率。

（3）对研究的时间跨度重复第（2）步，并记录所有元件的每一状态持续时间抽样值，即可获得给定时间跨度内每一元件的时序状态转移过程如图 7.3-6 所示。

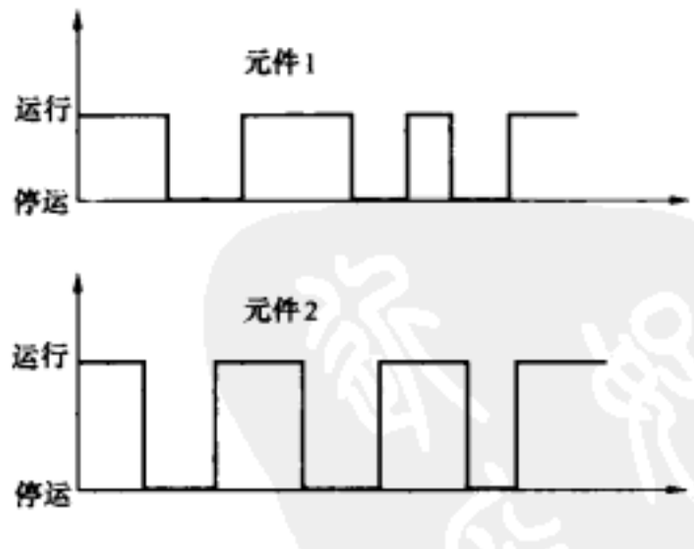


图 7.3-6　元件时序状态转移过程

（4）组合所有元件的状态转移过程，以建立系统时序状态转移循环过程。图 7.3-7 表示元件 2 的时序状态转移过程。

（5）通过对每一个不同系统状态的系统分析，计算可靠性指标。

可见，序贯蒙特卡罗法的关键在于系统状态转移过程的生成，其本质是建立一个虚拟的系统运行和失效的转移循环过程。

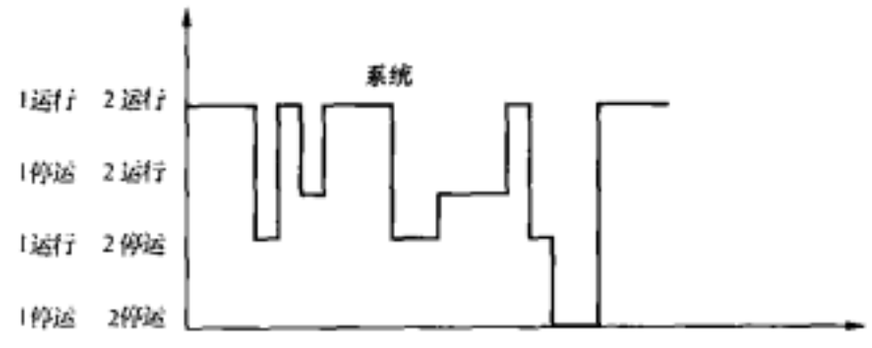


图 7.3-7 系统时序状态转移过程

5 可靠性评估的数据要求

电力系统可靠性评估的数据是进行可靠性分析的基础，不同层次的评估有不同的数据要求。

按数据的随机特性分为确定性数据和随机性数据。通常线路阻抗和导纳、载流容量、发电机组参数、系统矫正措施、负荷重要性等作为确定性数据；随机性数据包括各种装置的故障和维修参数等。按数据的类型可分为电气参数、可靠性参数、经济性参数和系统运行参数等。

5.1 大电网可靠性评估的数据要求

电气参数：发电机组额定容量和功率因数，最大、最小有功功率和无功功率；线路、电缆、变压器和移相器等输变电元件的阻抗、导纳和允许载流容量。

可靠性参数：机组强迫停运率、平均修复时间；架空线路、电缆、变压器和移相器等的故障率和故障修复时间；元件预安排停运率，预安排停运时间。

运行参数：网络拓扑结构；*PV* 节点和平衡节点的电压；节点电压的上、下限值；变压器变比；节点有功和无功负荷，系统矫正措施，节点及系统负荷曲线。

经济参数：机组、变压器、断路器等元件的价格和折现率；设备使用年限；运行费率；电价、停电损失。

表 7.3-1 和表 7.3-2 为某大电网输电元件和机组可靠性参数示例。

表 7.3-1 某电网输电元件可靠性参数

名 称	起 点	终 点	故障率（次/年）	故障修复时间（h/次）
白长线	白沙	长宁	0.038	7.85
宝丰一线	宝珠寺	丰谷	0.333	7.85
二普二线	二滩	昭觉	0.159	23.8
二普一线	二滩	昭觉	0.159	23.8
…	…	…	…	…

表 7.3-2 某电网发电机组可靠性参数

名 称	故障率(次/年)	故障修复时间(h/次)
龚嘴(上)4 号	0.93	21.3
耿达 1 号	0.60	21.4
华蓥山 2 号	1.25	44.8
豆坝 2 号	1.21	55.2
铜街子 2 号	0.93	21.3
…	…	…

5.2 配电网可靠性评估的数据要求

电气参数：电源容量；架空线路、电缆、变压器等元件的阻抗和允许载流容量。

可靠性参数：电源母线停运率和修复时间；架空线路、电缆、断路器、变压器等元件的故障率和故障修复时间；断路器拒动概率，保护系统动作概率等；故障隔离定位时间，自动切换操作时间，人工切换操作时间；预安排停运率，预安排停电时间。

运行参数：网络拓扑结构；负荷点电压的上、下限值；变压器变比；每个负荷点的负荷类型和用户数，平均有功负荷、最大有功负荷和功率因数。

经济参数：与大电网可靠性评估的要求类似。

例如，某电力公司 10kV 配电网可靠性评估的数据：架空线故障率 10 次/（100km·年），修复时间 5h/次，预安排停运率 2.0 次/年，预安排停运时间 4.5h/次；电缆故障率 4.5 次/（100km·年），修复时间 16h/次，预安排停运率 0.5 次/年，预安排停运时间 8h/次；变压器故障率 0.03 次/年，修复（替换）时间 2h/次；隔离定位时间 0.5h/次；人工切换操作时间 0.5h/次；10kV 变压器容载比 1.8，功率因数 0.9；电压下限 9.3kV。

5.3 直流输电系统可靠性评估的数据要求

电气参数：系统额定输送容量，变压器阻抗、导纳和容量和线路电阻。

可靠性参数：阀臂、换流变压器、极设备、控制及保护系统、交流滤波器等的故障率、修复率和安装时间；高压直流输电系统换流站的计划检修率、计划检修时间。

运行参数：控制方式、断路器年操作次数、切换操作时间、故障隔离时间。

经济参数：断路器、变压器、开关间隔、母线、电缆等的价格和折现率；设备使用年限、运行费率；电价、停电损失。

表 7.3-3 和表 7.3-4 为高压直流系统可靠性评估参数示例。

表 7.3-3 某直流系统换流站元件可靠性参数

组合元件	故障率(次/年)	修复率(次/年)	安装时间(h)
阀臂	0.137 4	1460.000	6
换流变压器	0.012 6	290.500 8	48
极设备	0.005 6	761.068 7	
控制及保护	1.724 5	2920.000	
交流滤波器	0.200 0	876.000 0	

表 7.3-4 某直流系统换流站元件计划检修数据

	计划检修率(次/年)	计划检修时间(h)
单极计划检修数据	1	34

5.4 电站电气主接线系统可靠性评估的数据要求

电气参数：机组容量、变压器容量、线路容量。

可靠性参数：机组、变压器、高压母线、高压隔离开关、出线、高压电缆等的短路故障率、故障修复时间、计划停运率和计划停运时间；高压断路器、发电机断路器等的短路（主动性）故障率、断路（非主动）故障率、拒动概率、故障修复时间、计划停运率和计划停运时间。

运行参数：断路器年操作次数、切换操作时间、停运机组重新投运时间、故障隔离时间；典型负荷曲线和机组调峰状况。

经济参数：机组、断路器、变压器、开关间隔、母线、电缆等的价格和折现率；设备使用年限；运行费率；电价、停电损失。

表 7.3-5 为某电站电气主接线可靠性评估的上述 4 类参数示例。

表 7.3-5　　某电站电气主接线元件可靠性参数

元　件	λ_a（次/年）	λ_p（次/年）	P_s（%）	r（h/次）	λ''（次/年）	r''（h/次）
主变压器	0.020 5	—	—	300	0.663	160
主变压器侧高压断路器（GIS）	0.06	0.02	0.5	160	1.0	120
出线侧高压断路器（GIS）	0.06	0.02	0.5	160	2.0	120
高压母线(GIS)	0.015	—	—	20	0.166	72
高压隔离开关	0.001 49	—	—	56	0.147	80
架 空 线	0.114［次/(100km·年)］	—	—	11.223	1.005［次/(100km·年)］	93.601
高压电缆	0.001(次/年)	—	—	72	0.75	8
发电机断路器	0.048 9	0.016 3	0.5	80	0.2	80
水轮发电机	4.082			73	0.2	720

注　λ_a—短路(主动性)故障率；λ_p—断路(非主动性)故障率；P_s—断路器拒动率；r—故障修复时间；λ''、r''—分别为计划检修率和计划检修时间。

运行参数：

(1) 高压断路器年操作平均 24 次，发电机回路 500 次，线路 24 次。

(2) 断路器单台切换操作时间 6min。

(3) 停运机组重新投入时间 10min。

(4) 事故后运行人员确定恢复措施的时间 30min。

(5) 事故后故障隔离时间 6min。

经济参数如表 7.3-6 所示。

表 7.3-6　　主要电气设备静态投资

序号	设备名称	价　格	备　注
1	水轮发电机组	430 元/ kW	
2	发电机断路器	870 万元/台	
3	主变压器	2150 万元/台	
4	500kV GIS 开关间隔	2573 万元/间隔	
5	18kV 离相封闭母线	33 200 元/m	左岸 540m，右岸 720m
6	500kV 干式电缆	1245 万元/km（800mm²）	2745 万元/km（2500mm²）

折现率：12%；设备使用年限：25 年；年运行费率：按工程投资的 1.2%计；电价：送华东地区的到网电价为 0.331 元/kWh；送华中地区的到网电价为 0.311 元/kWh；停电损失：6 元/kWh。

6　应用举例

6.1　发电系统容量停运表的计算算例

引用参考文献［9］的一个算例说明发电容量概率计算概念。

由概率运算规则可导出计算停运容量状态概率的递推公式（追加机组）如下

$$P(X)=(1-U)P'(X)+UP'(X-C) \quad (7.3\text{-}26)$$

式中：C 为追加一台机组的容量；U 为追加机组的 FOP；$P(X)$ 为机组追加后停运容量为 X 的状态概率；$P'(X)$ 机组追加前停运容量为 X 的状态概率。

$$\text{初值：}\begin{cases}P'(X)=1.0(X\leqslant 0)\\ P'(X)=0 \quad (X>0)\end{cases} \quad (7.3\text{-}27)$$

以 2×25+50MW，单机 FOP=0.02 为例进行容量停运表的递推计算。

1. 追加第一台 25MW 机组

$$P(0)=(1-0.02)P'(0)+0.02\times P'(0-25)$$
$$=0.98\times 1+0.02\times 1=1.0$$
$$P(25)=(1-0.02)P'(25)+0.02\times P'(25-25)$$
$$=0.98\times 0+0.02\times 1.0=0.02$$

2. 追加第 2 台 25MW 机组

$$P(0)=(1-0.02)P'(0)+0.02\times P'(0-25)$$
$$=0.98\times 1+0.02\times 1=1.0$$
$$P(25)=(1-0.02)\times P'(25)+0.02\times P'(0)$$
$$=0.98\times 0.02+0.02\times 1.0=0.039\ 6$$
$$P(50)=(1-0.02)\times P'(50)+0.02\times P'(25)$$
$$=0.98\times 0+0.02\times 1.0=0.000\ 4$$

3. 追加第 3 台 50MW 机组

$$P(0)=(1-0.02)P'(0)+0.02\times P'(0-50)$$
$$=0.98\times 1.0+0.02\times 1.0=1.0$$
$$P(25)=(1-0.02)\times P'(25)+0.02\times P'(25)$$
$$=0.98\times 0.039\ 6+0.02\times 1.0$$
$$=0.058\ 808$$
$$P(50)=(1-0.02)\times P'(50)+0.02\times P'(50-50)$$
$$=0.98\times 0.000\ 4+0.02\times 1.0$$
$$=0.020\ 392$$
$$P(75)=(1-0.02)\times P'(75)+0.02\times P'(75-50)$$
$$=0.98\times 0+0.02\times 0.039\ 60$$
$$=0.000\ 792$$
$$P(100)=(1-0.02)\times P'(100)+0.02\times P'(100-50)$$
$$=0.98\times 0+0.02\times 0.000\ 4=0.000\ 008$$

当机组台数很多并计及负荷模型时，常用卷积方法计算。

6.2　基于蒙特卡罗模拟的发电系统可靠性评估算例

某发电系统由 2 台 100MW、2 台 200MW 和 2 台 300MW 共 6 台机组组成，负荷 900MW。机组可靠性参数为：100MW 机组故障率 λ=2 次/年、修复时间 r=60h/次；200MW 机组故障率 λ=2.5 次/年、修复时间 r=80h/次；300MW 机组故障率 λ=3 次/年、修复时间 r=100h/次。

对该系统运用非序贯蒙特卡罗模拟法进行可靠性评估。首先产生满足均匀分布的随机数 $\xi\in[0,1]$。若 $\xi\leqslant FOP$（机组强迫停运概率），则该机组处于故障状态，否则机组处于运行。若运行机组的总容量之和小于系统总负荷，则需切负荷，此时系统失负荷标志 F=1；否则 F=0。设模拟的状态总数为 N，则 $LOLP$ 为 F 之和除以 N，同样可得 $EENS$、

FLOL 等指标，计算结果见表 7.3-7。不同模拟次数的可靠性指标 *LOLE* 的收敛情况见图 7.3-8。

表 7.3-7 非序贯蒙特卡罗模拟法计算的可靠性指标

指标 / 状态数	*LOLP*	*LOLE* (h/a)	*FLOL* (l/a)	*EENS* (MWh/a)
1 万	0.003 001	26.290 516	0.664 466	4206.482 593
2 万	0.005 101	44.680 468	1.153 315	9461.746 175
5 万	0.005 640	49.408 376	1.246 802	9145.805 832
10 万	0.005 880	51.510 860	1.321 913	9198.367 935
50 万	0.006 144	53.821 655	1.339 697	10 017.976 072
100 万	0.006 018	52.717 891	1.308 334	9839.271 357

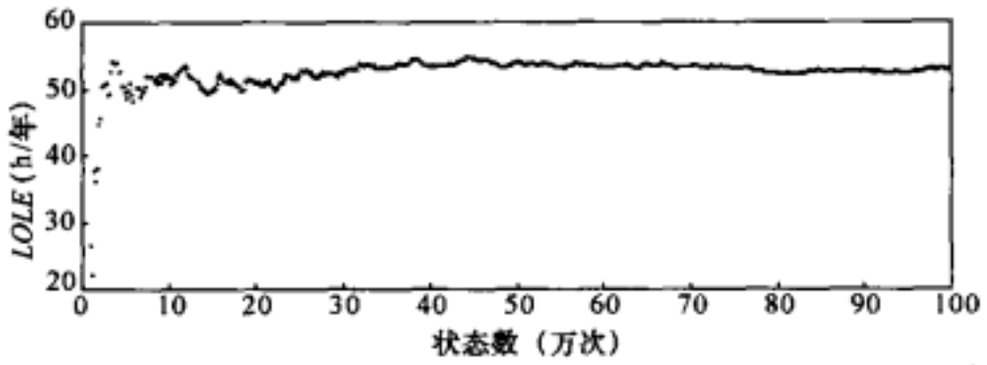


图 7.3-8 非序贯蒙特卡罗模拟法计算 *LOLE* 的收敛趋势图

用解析法计算的系统可靠性指标为：*LOLP* = 0.006 039，*LOLE* = 52.901 64，*FLOL* = 1.323 280，*EENS* = 9943.105 160。

6.3 输电系统可靠性评估示例

以下引用参考文献［7］提供的一个输电规划风险概率评估的工程实例。

图 7.3-9 示出加拿大某大城市南部的 230kV 和 69kV 系统，母线 619、1201 和 1215 是 3 个等效功率注入点，其中最主要的注入点是母线 1201。该系统远离主要电源。为使流入城南系统的潮流更接近实际情况，在评估中计及了城市南部区域与主电源之间的网络约束。被评估的系统包括整个城南系统、230kV 城北系统及城网与主电源相连的 500kV 系统。用等值负荷或注入功率来代替城市电网外部子系统。城南系统内不作等值简化。规划任务是增强城市南部系统。为突出城南区网的风险信息，只对该区网内的元件故障进行模拟，而该区网外的元件均被假定为 100% 可靠。这样，元件停运引起的所有负荷削减都发生在城市南部系统内。故障数据取自该系统所属电力公司的可靠性数据库。1994 年进行该项评估分析，规划的时间跨度是 1997～2003 年。根据负荷预测，每年负荷增长率为 2%。还假定不同年份的年负荷持续曲线形状相同。即在不同的规划水平年，每年中的每小时负荷与当年的峰荷同比增长。据此，拟订了 4 个预选方案。

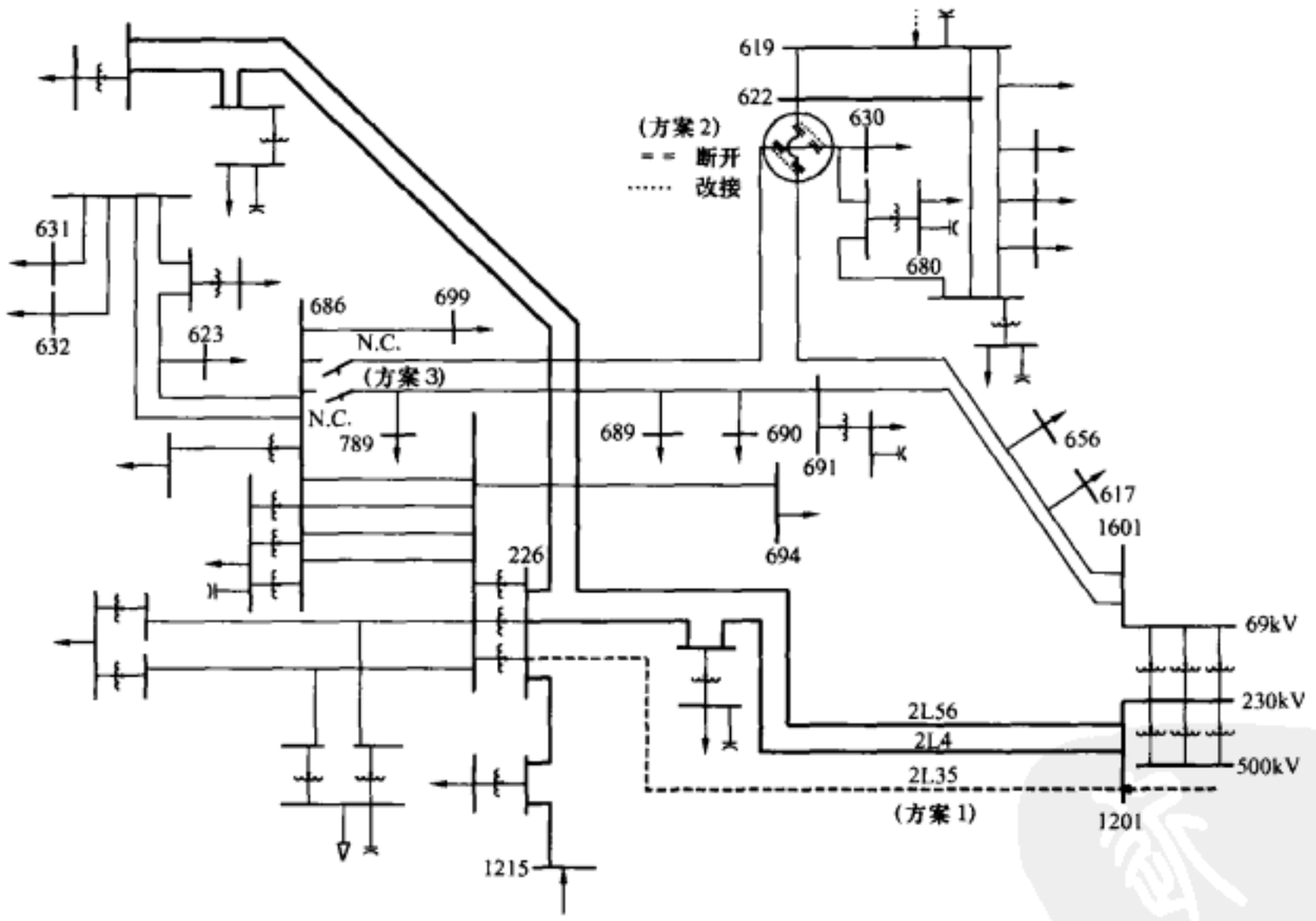


图 7.3-9 某城市南部系统

（1）随着负荷需求的增长，城南系统某些单个元件的停运将引起过载。对于 1997 年的峰荷水平，当线路 2L4 断开时，线路 2L56 将发生过载。反之，当线路 2L56 断开时，线路 2L4 将发生过载。初始加强方案是在母线 226 和 1201 之间增加 1 条 230kV 线路 2L35（设为方案 1）。这种选择是人们很自然的思维方式，因为它可分流线路 2L4 或 2L56 上的功率。然而，该方案需要相当高的投资。

（2）潮流计算表明，局部修改 69kV 子系统的接线结构（即“断开和改接”）可避免当线路 2L4 和 2L56 中任一条被断开时，在另一条线路上发生的过载。“断开和改接”的方案设为方案 2，并在同一图中示出。这个方案投资很小，但其虽然可以避免在线路 2L4 或 2L56 上发生过载，而在某些运行方式下却会引起其他一些线路上较高的载流水平。

（3）通过故障分析计算，发现当线路 2L4（或 2L56）断开时，如果人为断开母线 686 与 630 之间及母线 686 与 789 之间的 2 条 69kV 线路，则可消除线路 2L56（或 2L4）上的过载。这表明城南系统具有可靠性非同调的特点。由此提出实施运行切换操作的方案（设为方案 3）：每当线路 2L4

或者 2L56 失效而导致另一条线路上发生过载时，就人为退出上述 2 条 69kV 线路。当然，在其他系统运行方式时，这 2 条 69kV 线路仍须保持正常运行状态。这个方案需要修改运行规程并安装自动监控设备。只不过这种设备的成本很低，与方案 1 所需的投资比较，可认为是非投资型方案。

（4）在城南区域有 8 个工业用户，分别由母线 623、630、631（632）、689、690、694、699 和 789 供电。在紧急事故情况下，可以首先切除这些负荷中的大部分。如果能够证明切负荷对电力公司和用户双方都可接受的话，紧急状态下拉闸限电策略将会是一个具有潜力的方案。因此，提出必要时切除可停电负荷的第 4 个方案参加比较。在风险评估中，首先考虑切除可停电负荷以保持系统安全性（不发生过载），并同时尽可能保证其他负荷的供电。该文作者研究的最小损失费用模型能够保证这个负荷削减原则自动执行（在规划评估中提出这一方案只是为了研究的目的，因为作规划的当年，电力公司和用户之间并未签订可削减负荷协议）。

利用最小费用模型，计入投资成本和风险费用（停电损失）进行含概率可靠性评估的综合分析，得到所考虑的 1997～2003 年期间内，4 个方案总费用（投资成本和风险费用）的现值（按 1997 年加元值）是：

$$C_{T1} = 14.35 + 12.65 = 27.00(\text{百万加元}) \quad (1)$$

$$C_{T2} = 0.08 + 14.57 = 14.65(\text{百万加元}) \quad (2)$$

$$C_{T3} = 0.05 + 16.55 = 16.60(\text{百万加元}) \quad (3)$$

$$C_{T4} = 0.0 + 4.14 = 4.14(\text{百万加元}) \quad (4)$$

式（1）～式（4）中：C_T为总费用，其下标表示方案编号。

通过以上分析，可得出以下结论：4 个方案分别代表了增加线路、系统重构、实施运行切换操作和采取拉闸限电的负荷侧管理等不同措施。其中，方案 1 需增加 230kV 线路，总费用过高，应被淘汰；方案 2 的 69kV 子系统局部重构，可以提供与增加线路 2L35 基本相同的可靠性水平，但需要少得多的投资，因此，公司最终采用方案 2，较最初考虑的增加线路方案节省了 2640 万加元投资（按 1997 年加元值）。值得说明的是，效益最佳的方案 4 由于作规划的当年没有与用户的相应协议，无法实施，但它却给出了一种很有潜力的思路。

6.4　直流输电系统可靠性评估算例

参考文献［9］提出一种 HVDC 系统可靠性评估建模的基本思路。

如图 7.3-10（a）和（b）分别示出单桥单极和单桥双极直流输电系统，图中：B 表示桥系统；F 表示交流滤波系统；P 表示极设备；L 表示输电线路。

通过等效模型的组合即可形成 HVDC 系统的整个状态空间图。其单桥单极和单桥双极系统的马尔可夫模型分别如图 7.3-11（a）和图 7.3-11（b）所示。图中的单桥单级系统将简化为两状态模型（100%、0%容量），单桥双极系统将简化为三状态模型（100%、50%和 0%容量）。对于其他结构可以建立类似的模型。

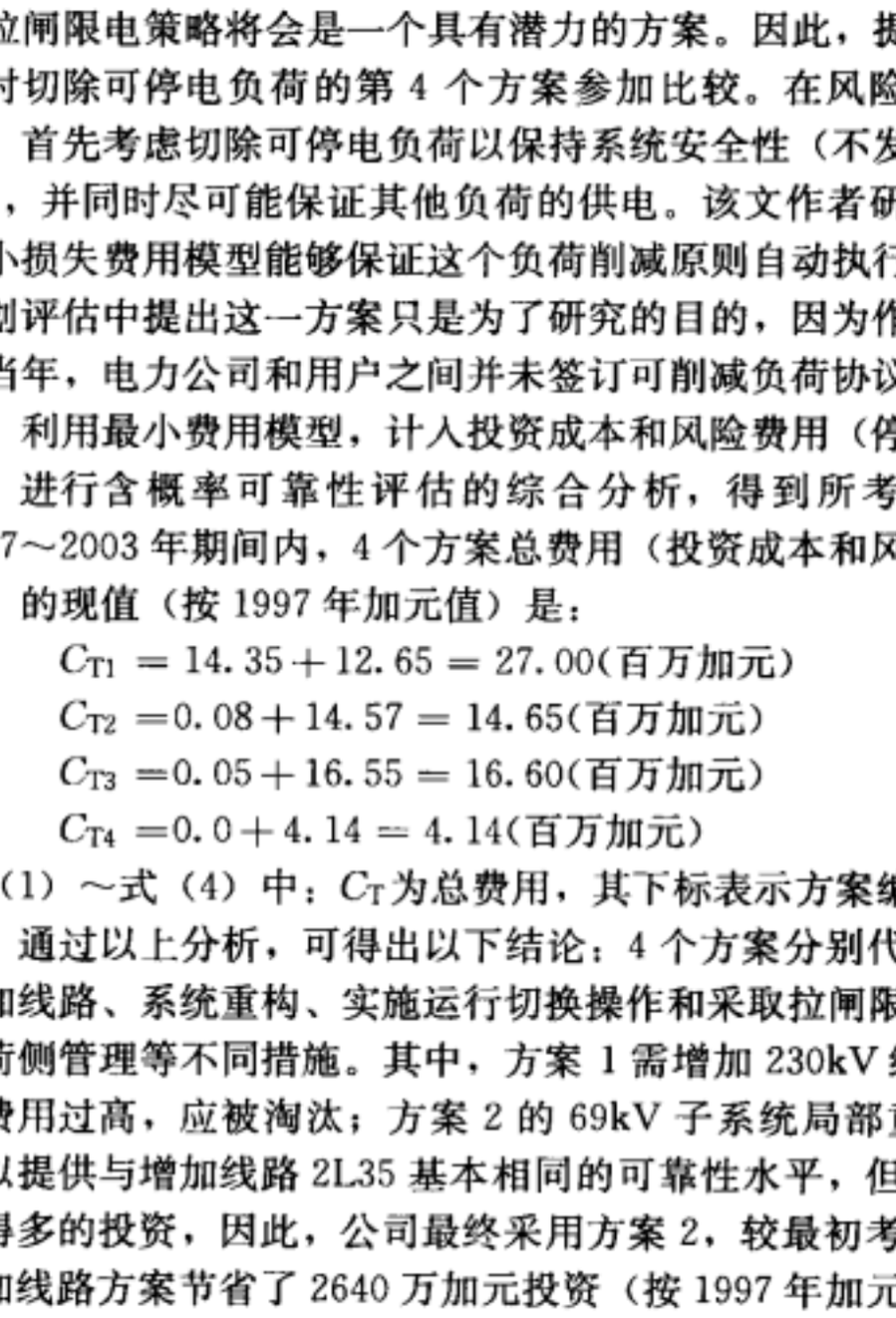


图 7.3-10　直流输电系统
（a）单桥单极；（b）单桥双极

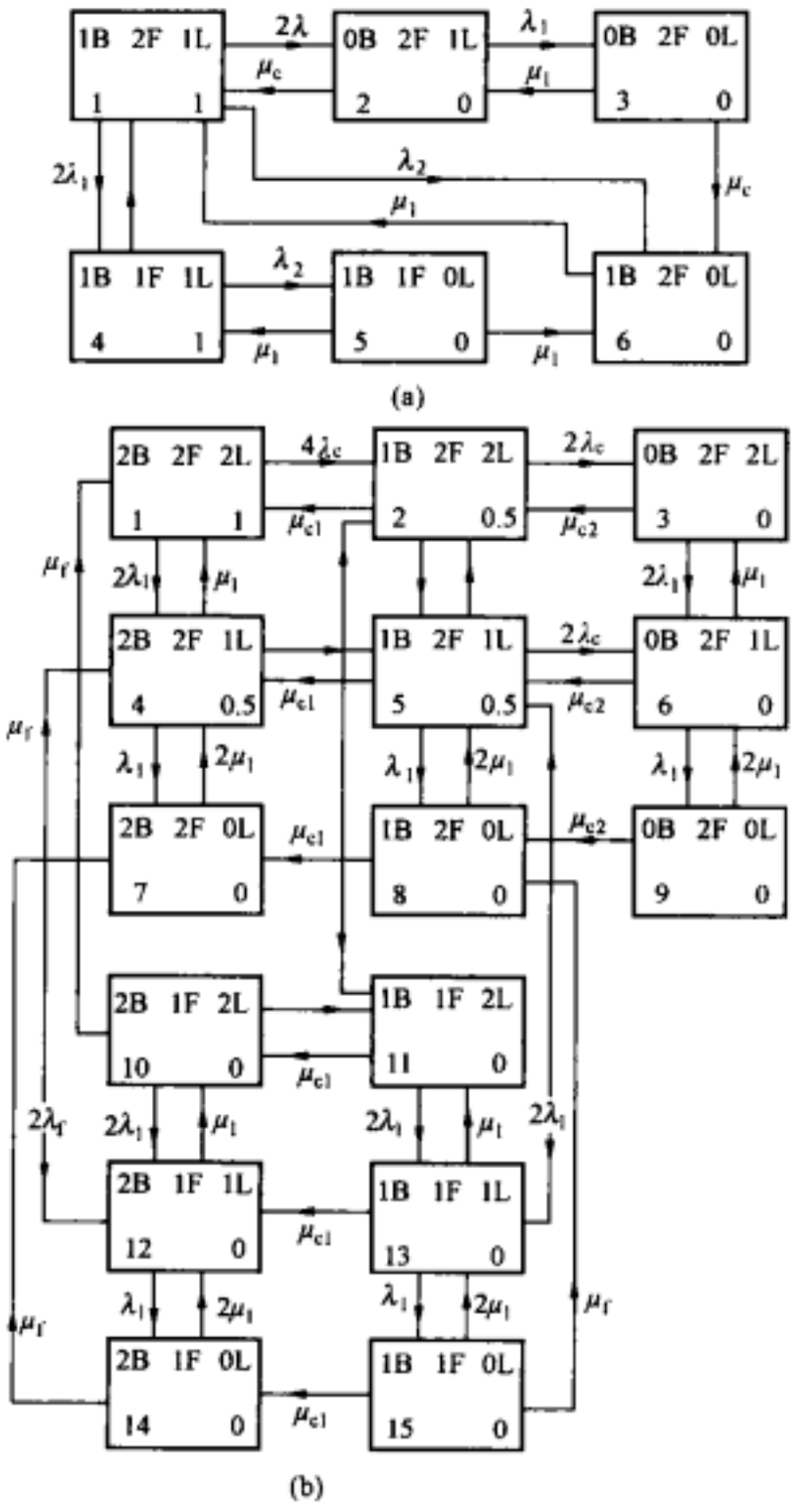


图 7.3-11　HVDC 系统的组合模型
（a）单桥单极；（b）单桥双极

基于以上模型，用表 7.3-8 所示可靠性数据，以如图 7.3-12 所示系统为算例，计算桥系统具有 0～3 个备用阀时的系统输送容量结果如表 7.3-9 所示。

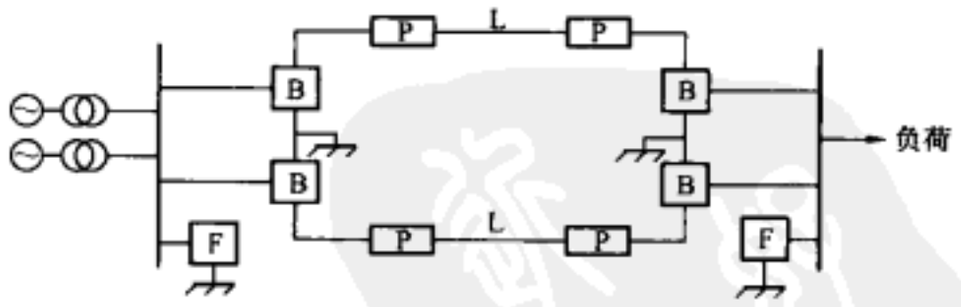


图 7.3-12　典型的发电—HVDC 系统

表 7.3-8　图 7.3-12 中系统所用的可靠性数据

元　件	故障率(次/年)	维修时间(h/次)	安装时间(min/次)
阀	0.25	96.0	45.0
发电机组	0.50	87.6	45.0
变压器	0.012	168.0	45.0
输电线路	1.50	4.0	45.0
极设备	0.04	8.0	45.0
滤波器	0.012	168.0	45.0

表 7.3-9 系统输送容量概率表

容量状态（标幺值）		概 率	频 率（次/年）	持续时间（天）	期望容量（标幺值）
无备用阀					
1	1.0	0.926 473	3.741 3	90.337	
2	0.5	0.717 28	6.610 8	3.963	
3	0.0	0.001 799	0.295 8	2.204	
1 个备用阀					
1	1.0	0.098 785 0	3.989 2	90.387	
2	0.5	0.011 886	6.946 6	0.625	0.993 8
3	0.0	0.000 264	0.022 1	4.370	
2 个备用阀					
1	1.0	0.988 874	3.993 3	90.387	
2	0.5	0.010 868	6.952 1	0.571	0.994 3
3	0.0	0.000 258	0.021 0	4.490	
3 个备用阀					
1	1.0	0.988 885	3.993 3	90.337	
2	0.5	0.010 857	6.952 2	0.570	0.994 3
3	0.0	0.000 253	0.021 8	4.315	

6.5 配电网可靠性评估算例

常用的配电网可靠性评估方法有：故障模式后果分析法（FMEA）、最小路法、故障扩散法和网络等值法等。FMEA 法的具体实现过程为：确定配电网元件的可靠性参数；选择合适的故障判断准则，并根据该准则对所有可能失效事件进行分析，确定其对负荷点的影响，列出故障模式后果分析表；根据该表计算负荷点及系统的可靠性指标。

以图 7.3-13 所示简单配电网为例，采用 FMEA 法建立故障模式后果分析表，实现可靠性评估。

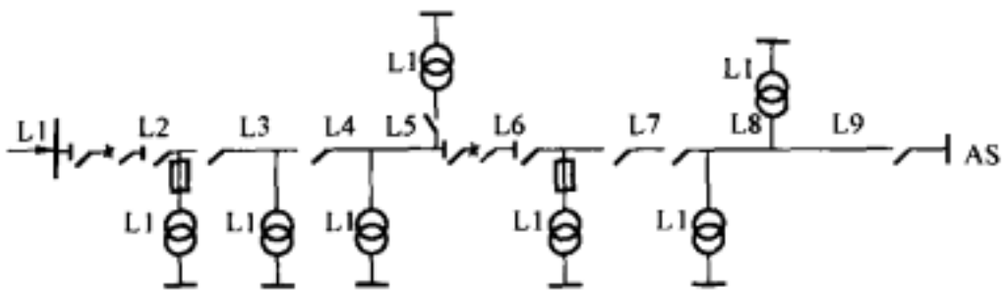


图 7.3-13 系统图

系统元件的可靠性参数及部分电气参数如表 7.3-10 所示。其中 L1、L2、L4、L5 和 L6 长度分别为 1、1.5、1.2、1.4 和 1.6km；其余长度均为 0.5km。负荷数据如表 7.3-11 所示。

表 7.3-10 配电网元件可靠性参数

元 件	故障率（次/km·年）	平均修复时间（h/次）	隔离操作时间（h/次）	切换操作时间（h/次）
线路	0.1	5		
变压器	0.02	8		
开关			0.5	
AS				0.25

表 7.3-11 配电网负荷点负荷及用户数

负荷点	节点 9	节点 10	节点 11	节点 12	节点 13	节点 14	节点 15
用户数	50	70	100	70	50	120	100
负荷(kW)	200	300	400	300	200	500	400

该系统故障模式后果分析如表 7.3-12 所示，其中仅为部分节点的结果。

表 7.3-12 配电网故障模式后果分析表

元 件		负荷点 9			负荷点 10			负荷点 11			负荷点 12		
		λ	R	U	λ	r	U	λ	r	U	λ	r	U
供电干线	0-1	0.1	5	0.5	0.1	0.75	0.075	0.1	0.75	0.075	0.1	0.75	0.075
	1-2	0.15	0.5	0.075	0.15	5	0.75	0.15	0.75	0.112 5	0.15	0.75	0.112 5
	2-3	0.05	0.5	0.025	0.05	0.5	0.025	0.05	5	0.25	0.05	5	0.25
	3-4	0.12	0.5	0.06	0.12	0.5	0.06	0.12	5	0.6	0.12	5	0.6
	4-5	0.1	0	0	0.1	0	0	0.1	0	0	0.1	0	0
	5-6	0.14	0	0	0.14	0	0	0.14	0	0	0.14	0	0
	6-7	0.16	0	0	0.16	0	0	0.16	0	0	0.16	0	0
	7-8	0.05	0	0	0.05	0	0	0.05	0	0	0.05	0	0
分支线	1-9	0.05	5	0.25	0.05	0	0	0.05	0	0	0.05	0	0
	2-10	0.05	0.5	0.025	0.05	5	0.25	0.05	0.75	0.037 5	0.05	0.75	0.037 5
	3-11	0.05	0.5	0.025	0.05	0.5	0.025	0.05	5	0.25	0.05	5	0.25
	4-12	0.05	0.5	0.025	0.05	0.5	0.025	0.05	0.5	0.025	0.05	5	0.25
	5-13	0.05	0	0	0.05	0	0	0.05	0	0	0.05	0	0
	6-14	0.05	0	0	0.05	0	0	0.05	0	0	0.05	0	0
	7-15	0.05	0	0	0.05	0	0	0.05	0	0	0.05	0	0
变压器	T_{1-9}	0.02	8	0.16									
	T_{2-10}				0.02	8	0.16						
	T_{3-11}							0.02	8	0.16			
	T_{4-12}										0.02	8	0.16
	T_{5-13}												
	T_{6-14}												
	T_{7-15}												
总 计		0.64	1.789 1	1.145	0.59	2.322	1.37	0.59	2.983 1	1.76	0.59	2.983 1	1.76

由表 7.3-11 中数据即可计算负荷点和系统可靠性指标。以负荷点 9 为例说明计算过程。

负荷点 9 的停运率为

$$\lambda = 0.1+0.15+0.05+0.12+0.05+0.05+0.05+0.05+0.02 = 0.64 \text{（次/年）}$$

每次故障平均停电时间为

$$r = \frac{1}{0.64}(0.1\times5+0.15\times0.5+0.05\times0.5+0.12\times0.5+0.05\times5+0.05\times0.5+0.05\times0.5+0.05\times0.5+0.02\times8)$$

$$= \frac{1}{0.64}\times1.145 \approx 1.789\ 1 \text{（h）}$$

年平均停电时间为

$$U = \lambda r = 0.64\times1.789\ 1 = 1.145 \text{（h/年）}$$

系统可靠性指标计算如下：

(1) 系统平均停电频率

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} = \frac{0.64\times50+0.59\times70+0.59\times100+0.59\times70+1.17\times50+1.12\times120+1.12\times100}{50+70+100+70+50+120+100}$$

$$= \frac{478.5}{560} \approx 0.854\ 5[\text{次}/(\text{年}\cdot\text{户})]$$

(2) 系统平均停电持续时间

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{1727.82}{560}$$

$$\approx 3.085\ 4\ [\text{h}/(\text{年}\cdot\text{户})]$$

(3) 系统平均供电可用率和不可用率

$$ASAI = 1-\frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i \times 8760} = 1-\frac{1727.82}{560\times8760}$$

$$= 0.999\ 6$$

$$ASUI = 1-ASAI = 0.000\ 4$$

6.6　电站电气主接线可靠性评估算例

6.6.1　统一 $n+2$ 马尔可夫模型

根据参考文献 [29] 的统一 $n+2$ 马尔可夫模型有图 7.3-14 所示的状态空间表达。其中 $\lambda_{Ea}(F_i)$、$\lambda_{Ep}(F_i)$、$\mu_E(F_i)$ 分别为与失效事件 F_i 相关的等效短路故障率、断路故障率和修复率。设 P_j 为子状态 j 发生的概率，则可得如下状态概率方程组

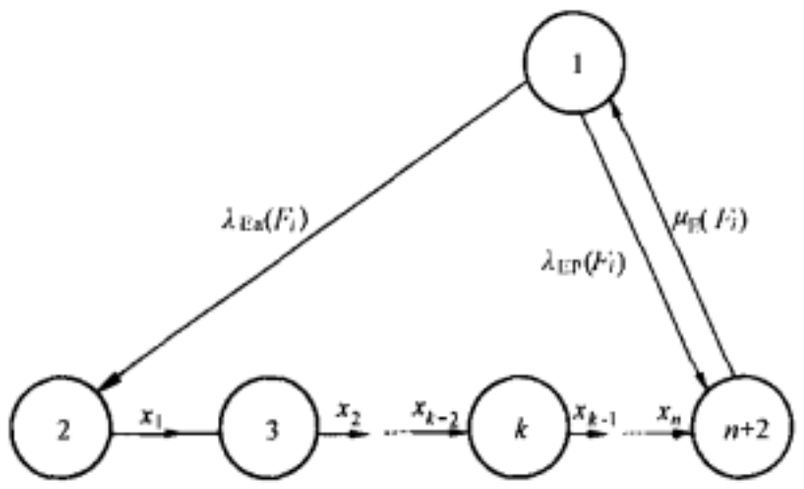


图 7.3-14　统一 $n+2$ 马尔可夫模型

$$\left.\begin{aligned}
&P_1\times\lambda_{Ea}(F_i) = P_2\times x_1\\
&P_2\times x_1 = P_3\times x_2\\
&\cdots\\
&P_k\times x_{k-1} = P_{k+1}\times x_k\\
&\cdots\\
&P_{n+1}\times x_n + P_1\times\lambda_{Ep}(F_i) = P_n+2\times\mu_E(F_i)\\
&P_1+P_2+\cdots+P_k+\cdots+P_{n+2} = 1
\end{aligned}\right\} \quad (7.3\text{-}28)$$

由方程组（7.3-28）可导出如下公式

$$\left.\begin{aligned}
P_1 &= \frac{1.0}{1.0+(1/x_1+1/x_2+\cdots+1/x_k+\cdots+1/x_n)\times\lambda_{Ea}(F_i)+[\lambda_{Ea}(F_i)+\lambda_{Ep}(F_i)]/\mu_E(F_i)}\\
P_2 &= P_1\times\lambda_{Ea}(F_i)/x_1\\
P_3 &= P_1\times\lambda_{Ea}(F_i)/x_2\\
&\cdots\\
P_k &= P_1\times\lambda_{Ea}(F_i)/x_{k-1}\\
&\cdots\\
P_{n+1} &= P_1\times\lambda_{Ea}(F_i)/x_n\\
P_{n+2} &= P_1\times[\lambda_{Ea}(F_i)+\lambda_{Ep}(F_i)]/\mu_E(F_i)
\end{aligned}\right\} \quad (7.3\text{-}29)$$

设 $LOLP(F_i)$、$EENS(F_i)$ 分别为失效事件 F_i 发生时电站出力受阻的概率和少供电量期望，DNS_j 为 F_i 发生时第 j 个子状态电站出力受阻的大小；记 $P(F_i)$ 为除 F_i 包含的元件以外的其他所有的元件处于正常状态的概率之积，可得出

$$LOLP(F_i) = P(F_i)\times\left(\sum_{j=2}^{n+1} P_j + m\times P_{n+2}\right) \quad (7.3\text{-}30)$$

式中

$$m = \begin{cases}1 & \text{当 } DNS_{n+2}\neq0\\ 0 & \text{当 } DNS_{n+2}=0\end{cases} \quad (7.3\text{-}31)$$

$$EENS(F_i) = P(F_i)\times\left(\sum_{j=2}^{n+2} P_j\times DNS_j\right) \quad (7.3\text{-}32)$$

设所测试范围的电站主接线失效事件为 F，则可得到电站主接线可靠性指标的计算公式

$$LOLP = \sum_{F_i\in F} LOLP(F_i) \quad (7.3\text{-}33)$$

$$LOLE = 8760\times LOLP \quad (\text{h/年}) \quad (7.3\text{-}34)$$

$$EENS = 8760\times\sum_{F_i\in F} EENS(F_i) \quad (\text{MWh/年}) \quad (7.3\text{-}35)$$

6.6.2 算例

某电站装有 8 台（左、右岸电路各 4 台）混流式水轮发电机组，单机额定容量为 750MW，电站总装机容量为 6000MW，出线采用交流 500kV 电压等级。其中一岸接线如图 7.3-15 所示。

电站的元件可靠性参数和运行参数如 5.4 节所示。

运用上述统一 $n+2$ 马尔可夫模型导出的系列算式，计算出左右两岸在最大运行方式下（即负荷为 6000MW），电站电气主接线充裕度和安全性指标，分别列于表 7.3-13 和表 7.3-14 中。

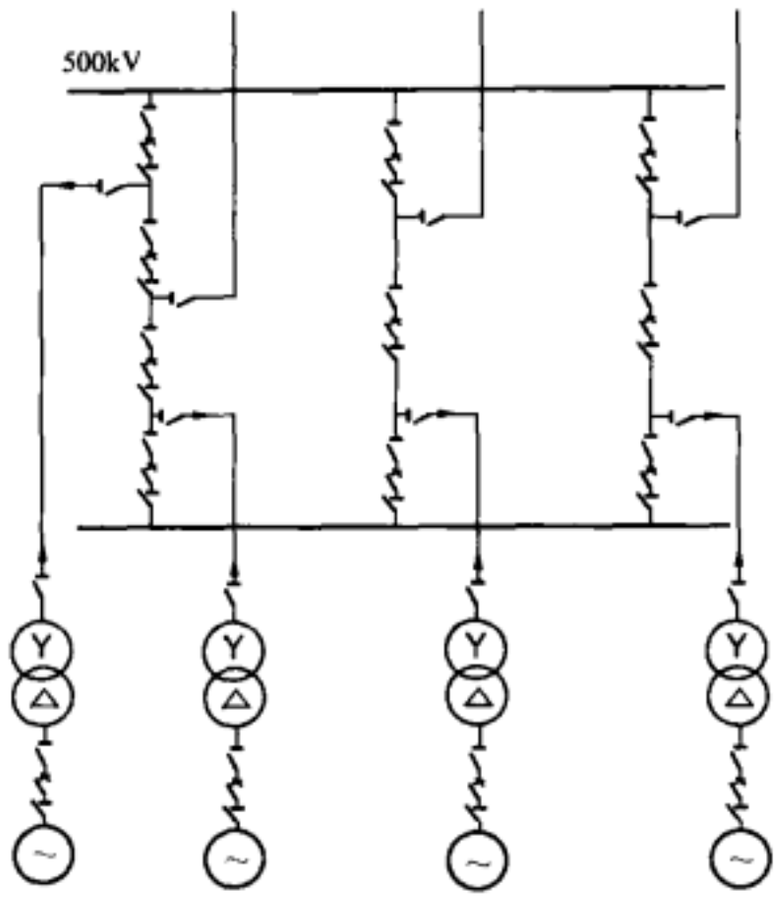


图 7.3-15 4/3、3/2 混合接线方案图

表 7.3-13 某电站左右两岸最大运行方式下充裕度指标

受阻容量（MW）	*LOLP*	*LOLE*（h/年）	*FLOL*（次/年）	*EDNS*（MW/年）	*EENS*（MWh/年）
750	2.956 2E−01	2589.663 00	39.625 140	2.972 0E+04	1.942 3E+06
1500	3.565 4E−02	312.330 20	8.444 164	1.266 5E+04	4.684 9E+05
2250	2.648 3E−03	23.198 83	1.017 200	2.288 7E+03	5.219 7E+04
3000	1.329 7E−04	1.164 77	0.066 387	1.991 6E+02	3.494 3E+03
3750	0	0	0	0	0
4500	0	0	0	0	0
5250	0	0	0	0	0
6000	0	0	0	0	0
总指标	3.340 6E−01	2926.368 00	49.155 300	4.487 2E+04	2.466 5E+06

表 7.3-14 某电站左右两岸最大运行方式安全性指标

被解列的机组数	概 率	频率（次/年）	失电源的出线数	概 率	频 率（次/年）
1	5.497 1E−03	2.878 13	1	3.586 6E−05	0.450 28
2	6.835 8E−05	0.023 52	2	2.389 4E−07	0.003 00
3	6.765 5E−11	0.000 00	3	—	—
4	0.000 0E+00	0.000 0E+00	4	0.000 0E+00	0.000 0E+00
5	0.000 0E+00	0.000 0E+00	5	0.000 0E+00	0.000 0E+00
6	0.000 0E+00	0.000 0E+00	6	0.000 0E+00	0.000 0E+00
7	0.000 0E+00	0.000 0E+00	7	0.000 0E+00	0.000 0E+00
8	0.000 0E+00	0.000 0E+00	8	0.000 0E+00	0.000 0E+00

第 4 章　电力系统可靠性统计评价

1　引言

元件可靠性统计的主要内容是记录元件的故障并进行统计处理，常用数据库实现。

电力系统可靠性统计评价是利用网络拓扑信息和元件电气参数，对已发生的故障事件信息（如故障前后潮流信息、频率、电压、功率变化，断路器、继电保护和安全自动装置动作情况、动作时间等）进行分析，建立输电网供电点 DP（Delivery Point，指大电网和配电网之间的连接点）和系统可靠性评价的指标和方法，对运行网络进行可靠性评价。

电力系统可靠性评估是以概率论、网络理论、电力系统等知识为基础，建立相应的潮流、负荷削减以及风险模型和算法，对现运行或规划网络进行评估。

元件可靠性统计仅涉及与故障元件相关的遥测和遥信等信息；系统可靠性统计评价涉及电网拓扑信息，全网遥测信息、遥信信息，负荷曲线等；系统可靠性评估涉及元件可靠性参数、电气参数、网络结构和负荷曲线等。由此可知，三者的理论基础、计算方法、结果的含义和作用均有所不同。元件可靠性统计为电力系统可靠性评估奠定必要的数据基础，其统计数据即为可靠性评估的输入参数；可靠性评估的结果应在一定概率意义上与可靠性统计评价的结果相一致。

本章讨论元件和系统的可靠性统计评价。

2　元件可靠性统计评价

元件的可靠性研究主要包括三项内容：定义元件可靠性参数，建立元件可靠性模型和确定元件可靠性参数的估计方法。因电力系统大多数元件属于贵重设备，为经济起见，常采用元件长期运行记录的可靠性数据，经过数理统计分析后得到其估计值，而非通过多次破坏性或损伤性的试验来获取。

2.1　发电设备可靠性统计评价

2.1.1　发电设备可靠性统计评价的对象

发电设备可靠性统计评价对象包括火电机组、水电机组、抽水蓄能机组、核电机组、燃气轮机组和燃气－蒸汽联合循环机组、风电机组等。

火电机组的统计范围包括锅炉、汽轮机、汽轮发电机和主变压器（包括高压出线套管）及其相应的附属、辅助设备、公用系统和设施。

水电机组和抽水蓄能机组的统计范围包括水轮机、水轮发电机和主变压器（包括高压出线套管）及其相应的附属、辅助系统、主要水工设施和建筑物。

核电机组的统计范围包括核岛、常规岛的所有设施、设备及系统。

燃气轮机的统计范围包括压气机、燃气增压机、燃气轮机、发电机和主变压器（包括高压出线套管）及其相应的附属、辅助系统、公用系统和设施。

燃气－蒸汽联合循环发电机组的统计范围包括燃气轮机组及余热锅炉、蒸汽轮机、发电机和主变压器及其相应的辅助系统、公用系统和设施。

风力发电机组的统计范围以风电机组的出口空气开关为界，包括塔架、叶轮、增速箱、发电机、液压系统及控制系统等。风力机所属箱式变压器及 10kV 汇流线路按输变电设施统计。

2.1.2　发电设备的状态

以发电机组主机为例说明统计要求的项目，如图 7.4-1 所示。

图中有关定义和辅机统计项目参见 DL/T 793—2001《发电设备可靠性评价规程》。

2.1.3　发电设备可靠性主要评价指标

发电设备可靠性主要评价指标及其定义如表 7.4-1 所示。

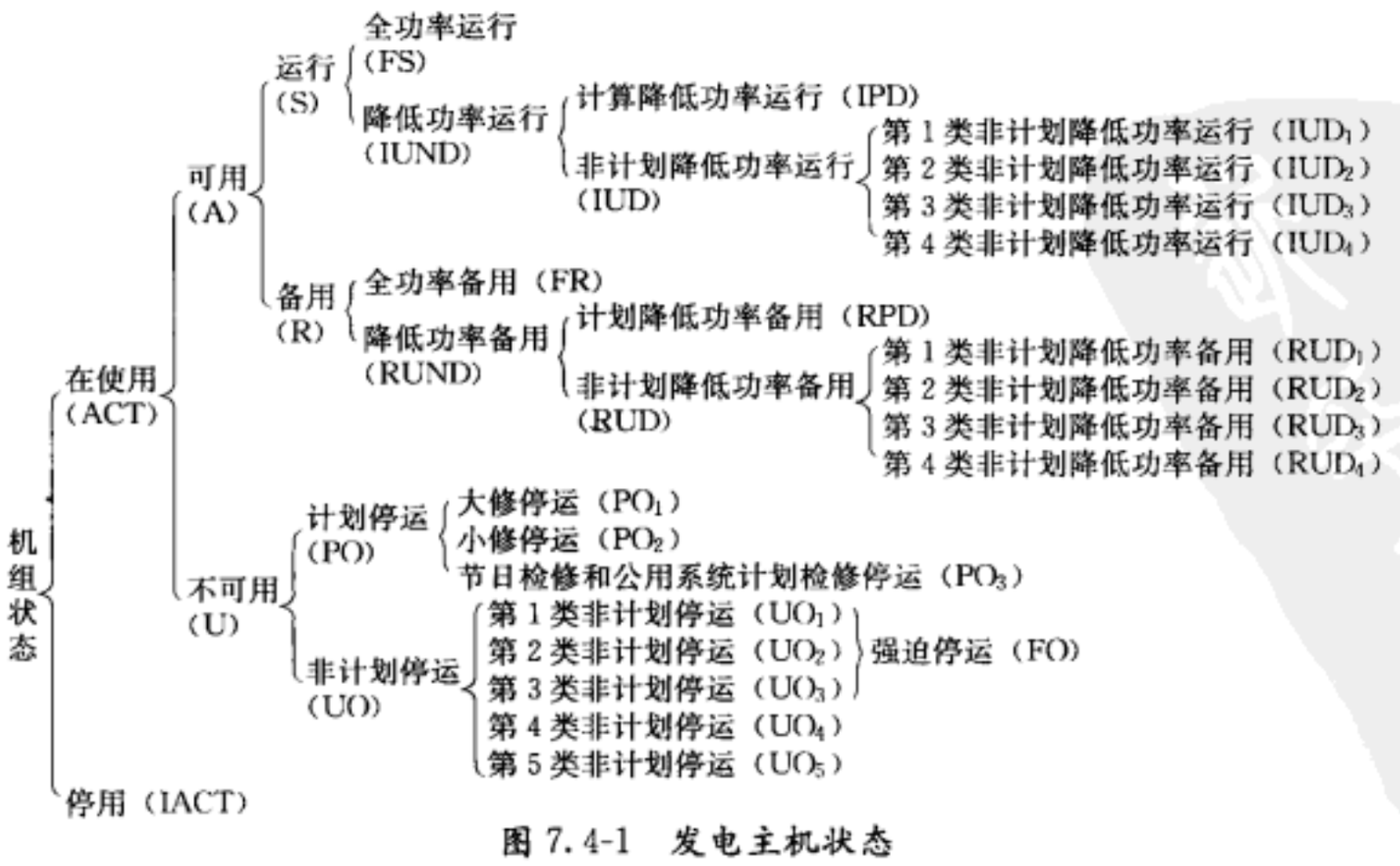


图 7.4-1　发电主机状态

表 7.4-1 发电设备可靠性主要评价指标

序号	指 标	计 算 公 式
1	可用系数(*AF*)	$AF = \frac{\text{可用小时}}{\text{统计期间小时}} \times 100\%$
2	运行系数(*SF*)	$SF = \frac{\text{运行小时}}{\text{统计期间小时}} \times 100\%$
3	等效可用系数(*EAF*)	$EAF = \frac{\text{可用小时} - \text{降低功率等效停运小时}}{\text{统计期间小时}} \times 100\%$
4	非计划停运率(*UOR*)	$UOR = \frac{\text{非计划停运小时}}{\text{非计划停运小时} + \text{运行小时}} \times 100\%$
5	等效强迫停运率(*EFOR*)	$EFOR = \frac{\text{强迫停运小时} + \text{第 1、2、3 类非计划降低功率等效停运小时之和}}{\text{运行小时} + \text{强迫停运小时} + \text{第 1、2、3 类非计划降低功率等效备用停机小时之和}} \times 100\%$
6	暴露率(*EXR*)	$EXR = \frac{\text{运行小时}}{\text{可用小时}} \times 100\% = \frac{SH}{AH} \times 100\%$

2.1.4 燃气轮机发电设备可靠性评价

2.1.4.1 燃气轮机和普通机组的区别

燃气轮机可靠性评价和普通机组相比，有以下区别：对于联合循环机组，当一台（或多台）燃气轮机组不可用或降额输出功率时，汽轮机组产生对应容量的降额输出功率。为了在计算整套联合循环机组指标时清楚地反映这一关系，在记录各机组的运行事件的同时，还应填写汽轮机组考虑燃机影响的事件记录，简称为汽轮机组综合记录。

汽轮机组综合记录以单台汽轮机组的记录为基础，按燃气机计划停运和非计划停运对汽轮机组的影响进行统计。

2.1.4.2 整套联合循环发电机组的时间定义

涉及汽轮机组的各项时间均指考虑燃气机影响的综合记录。有关定义和细节参见 DL/T 793—2001。

整套联合循环发电机组的评价指标和普通机组基本相同。

2.1.5 风力发电设备可靠性评价

风电机组状态主要增加了场内外受累停运的影响因素，其余与汽轮机组类似。其指标也与普通机组基本相同，细节参阅 DL/T 793—2001。

风电场评价指标则按机组指标的容量加权平均值进行计算。

当统计风电场指标时，把因场内原因受累停运备用状态（*PRI*）的机组视为不可用，其受累停运备用小时（*PRIH*）计入不可用小时。这时的机组可用小时（*AH*1）等于运行小时、调度停运备用小时和场外原因受累停运备用小时之和。即

$$AH1 = SH + DRH + PROH \tag{7.4-1}$$

风电场可用系数计算如下

$$AF_s = \frac{\sum(AH_1 \times GMC)}{\sum(GMC \times PH)} \times 100\% \tag{7.4-2}$$

风电场非计划停运系数计算如下

$$UOF_s = \frac{\sum[(UOH + PRIH) \times GMC]}{\sum(GMC \times PH)} \times 100\% \tag{7.4-3}$$

2.1.6 国内外统计数据举例

（1）国内统计的火电机组 2001～2005 年主要可靠性指标见表 7.4-2。

表 7.4-2 火电机组 2001～2005 年可靠性指标

指 标	统计年度				
	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
统计机组台数（台）	754	792	824	888	934
等效可用系数（%）	90.64	91.06	91.15	91.70	92.34
等效强迫停运率（%）	1.74	1.30	1.37	1.14	0.95
非计划停运次数（次·台）	2.81	2.57	2.39	2.10	1.74

（2）国内统计的 40MW 及以上容量水电机组 2001～2005 年运行可靠性指标见表 7.4-3。

表 7.4-3 水电机组 2001～2005 年可靠性指标

指 标	统计年度				
	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年
统计机组台数（台）	314	325	346	361	375
等效可用系数（%）	92.44	92.99	92.37	93.16	92.22
等效强迫停运率（%）	0.97	0.26	0.18	0.36	0.14
非计划停运次数（次·台/年）	2.14	1.89	1.52	1.17	1.05

（3）北美（NERC）2004 年部分发电机组主要可靠性指标见表 7.4-4。

表 7.4-4 北美部分发电机组 2004 年可靠性指标

类型	统计台数	运行系数（%）	等效可用系数（%）	等效强迫停运率（%）
燃煤机组	827	83.36	85.75	6.12
燃油机组	122	37.70	81.30	17.10
燃汽机组	360	32.15	86.58	9.69
核能机组	103	89.37	87.53	3.87
燃气轮机	897	3.13	90.75	40.77
水电机组	1180	57.91	89.11	3.57

2.2 输变电设施可靠性统计评价

输变电设施可靠性统计是指以设施功能为目标的面向设施的可靠性统计评价。输变电设施可靠性的统计指标，是深

人掌握输变电设施在电力系统中运行状况的主要手段，是对输变电设施是否可用的量化描述，是规划设计、设备制造、安装调试、生产运行、检修维护、生产管理等各环节综合水平的度量，是衡量输变电设施技术状况以及制定电力系统有关可靠性准则的依据。

2.2.1　输变电设施可靠性统计评价的对象

输变电设施可靠性统计评价的对象包括：变压器、电抗器、断路器、电流互感器（不含附设于变压器、断路器内不作独立设施注册的套管型电流互感器）、电压互感器（含电容式电压互感器）、隔离开关、避雷器、耦合电容器、阻波器、架空线路、电缆线路、全封闭组合电器（简称 GIS）、母线等。

2.2.2　输变电设施的状态

输变电设施自投产后，即作为统计对象进入使用状态。使用状态分为可用状态和不可用状态，状态分类如图 7.4-2 所示。

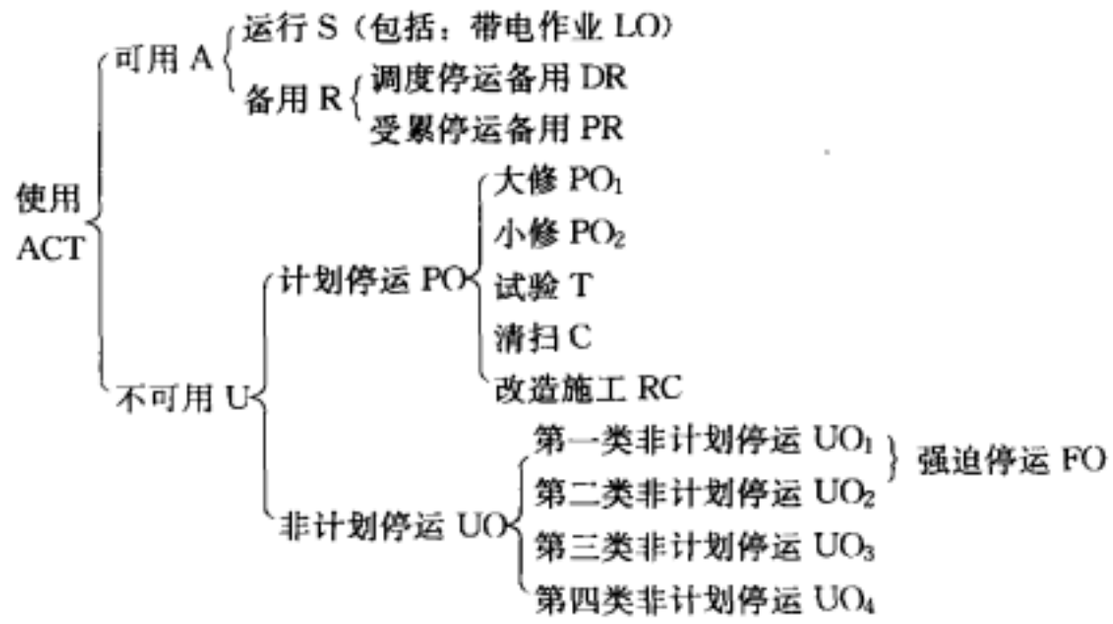


图 7.4-2　输变电设施的状态

图中定义参见 DL/T 837—2003《输变电设施可靠性评价规程》。

2.2.3　输变电设施可靠性主要评价指标

（1）单台指标：与发电元件类似，参见 DL/T 837—2003。

（2）多台指标：多台指标用单台指标按统计时间加权平均计算。

如可用系数

$$AF=\frac{\sum \text{某电压等级设备} \times \text{该设备统计}}{\text{可用系数 } AF \quad \text{百台(km) 年}}\times 100\%$$

$$\frac{\sum \text{某电压等级设备}}{\text{统计百台(km) 年}} \tag{7.4-4}$$

2.2.4　国内外统计数据举例

（1）国内 2005、2004 年架空线路等 13 类输变电设施主要指标见表 7.4-5。

表 7.4-5　　2005、2004 年架空线路等 13 类输变电设施主要指标

类　别	可用系数(%)		强迫停运率		非停时间		计停时间	
	2005 年	2004 年	2005 年	2004 年	2005 年	2004 年	2005 年	2004 年
架空线路	99.089	99.303	0.282	0.224	6.87	4.42	61.49	68.28
变压器	99.332	99.237	2.009	1.668	1.11	3.45	53.67	63.39
电抗器	99.356	99.229	0.256	0.812	0.80	5.73	50.16	61.78
断路器	99.634	99.651	2.007	2.079	0.95	1.18	28.61	29.35
电流互感器	99.799	99.816	0.136	0.067	0.21	0.07	17.36	16.04
电压互感器	99.844	99.868	0.093	0.044	0.08	0.05	12.14	11.53
隔离开关	99.866	99.889	0.223	0.209	0.09	0.19	10.23	9.53
避雷器	99.848	99.841	0.016	0.012	0.02	0	12.79	13.91
耦合电容器	99.905	99.924	0.029	0.070	0.01	0.02	9.49	6.66
阻波器	99.907	99.944	0.060	0.045	0.01	0.01	8.33	4.90
电缆线路	98.689	99.853	0.699	0.241	74.23	0.35	27.82	9.40
组合电器	99.979	99.995	0.123	0.032	0.29	0.11	4.45	0.31
母线	99.892	99.933	0.147	0.263	0.01	0.22	7.78	5.67

注　表中强迫停运率单位：架空线路、电缆线路为次/(100km · 年)，其他设备为次/[百台(段) · 年]；非停、计停时间单位：架空线路、电缆线路为小时/(100km · 年)，其他设备为 h/[台(段) · 年]。

（2）加拿大统计的 1997～2001 年输电线路可靠性指标见表 7.4-6。

表 7.4-6　　加拿大 1997～2001 年输电线路可靠性指标

电压等级（kV）	统计百公里年（100km · 年）	强停次数（次）	强停总时间（h）	强迫停运率（%）	可用系数（%）
≤109	594.72	1717	20 148	2.887 1	99.614
110～149	2286.46	2581	80 521	1.128 8	99.598
150～199	113.56	74	4974	0.651 6	99.5
200～299	1995	809	16 818	0.405 5	99.904
300～399	466.59	89	5547	0.190 7	99.864
500～599	0.515 45	119	871	0.230 9	99.981
600～799	535.89	120	19 062	0.223 9	99.594

2.3 配电系统元件可靠性评价

2.3.1 配电系统元件可靠性统计范围

(1) 低压用户供电系统及其设施：由公用配电变压器二次侧出线套管外引线开始至低压用户的计量收费点为止范围内所构成的供电网络，其设施为连接至接户线为止的中间设施。

(2) 中压用户供电系统及其设施：由各变电站（发电厂）10（6、20）kV 出线母线侧隔离开关开始至公用配电变压器二次侧出线套管为止，及 10（6、20）kV 用户的电气设备与供电企业的管界点为止范围内所构成的供电网络及其连接的中间设施。其中：

1) 公用变压器：范围的起点是变电站或发电厂的中压出线母线侧隔离开关；终点是公用配电变压器的二次侧出线套管。

2) 专用用户：范围的起点是变电站或发电厂的中压出线母线侧隔离开关，终点是专用用户和供电企业的产权分界点。

(3) 高压用户供电系统及其设施由各变电站（发电厂）35kV 及以上电压出线母线侧隔离开关开始至 35kV 及以上电压用户变电站与供电部门的管界点为止范围内所构成的供电网络及其连接的中间设施。

配电设备按运行和停运两种状态划分，停运又按计划和强迫停运划分。

我国将配电系统元件可靠性统计评价结合在用户供电可靠性统计评价中进行，即利用用户停电事件的有关信息计算部分主要元件可靠性指标，没有单独对配电系统元件进行可靠性统计评价。国外一些国家（如加拿大）的电力公司统计了元件停运和造成用户停电或不停电的事件。

2.3.2 配电系统元件可靠性主要评价指标

配电系统元件可靠性主要评价指标及定义见表 7.4-7。

表 7.4-7 配电系统元件可靠性主要评价指标及定义

指 标	定 义	计 算 公 式	单 位
系统故障停电率	在统计期间内，供电系统每 100km 线路(包括架空线路及电缆线路)故障停电次数	系统故障停电率 $=\frac{\sum \text{系统总故障停电次数}}{\text{系统线路百公里年数}}\times 100\%$	次/(100km·年)
电缆线路故障停电率	在统计期间内，每 100km 电缆线路故障停电次数	电缆线路故障停电率 $=\frac{\text{电缆线路故障停运次数}}{\text{电缆线路百公里年数}}\times 100\%$	次/(100km·年)
变压器故障停电率	在统计期间内，每 100 台变压器故障停电次数	变压器故障停电率 $=\frac{\text{变压器故障停电次数}}{\text{变压器百台年数}}\times 100\%$	次/(百台·年)
断路器(受继电保护控制)故障停电率	在统计期间内，每 100 台断路器故障停电次数	断路器故障停电率 $=\frac{\text{断路器故障停电次数}}{\text{断路器百台年数}}\times 100\%$	次/(百台·年)

2.3.3 国内外统计数据举例

(1) 2001～2005 年全国 10kV 配电网主要设施故障率见表 7.4-8。

表 7.4-8 2001～2005 年 10kV 配电网主要设施故障率

年 份	架空线路 [次/(100km·年)]	电缆线路 [次/(100km·年)]	变压器 [次/(百台·年)]	断路器 [次/(百台·年)]
2001 年	8.932	4.744	0.511	2.852
2002 年	9.674	4.447	0.640	3.077
2003 年	8.343	4.059	0.485	2.237
2004 年	9.408	4.148	0.468	2.535
2005 年	9.61	4.27	0.562	2.67

(2) 国外统计的部分配电设备可靠性指标见表 7.4-9。

表 7.4-9 美国统计的部分配电设备可靠性指标

设备名称	设备子类		故障率①	平均修复小时(h)
电缆(每 1000 英尺)	架 空		0.014 37	31.6
	地埋 601～15 000V		0.006 17	95.5
	>15 000V		0.003 36	16
电力变压器	300～10 000kVA		0.005 9	297.4
	>10 000kVA		0.153	1178.5
断路器	安装式>600V		0.017 6	10.6
	金属铠装式	>600A	0.003 0	232
		>600V	0.003 6	109
隔离开关	封闭式		0.006 1	1.6

注 表中数据引自 IEEE 标准 IEEE 493：1997*Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*(《IEEE 工业与商用配电系统规划设计可靠性推荐标准》)。

① 电缆为次/(1000 英尺·年)，其他为次/(台·年)。

3 供电系统可靠性统计评价

供电系统可靠性统计的对象是供电系统及用户供电的状况，并且以是否对用户停电作为统计依据。

配电系统处于电网末端，直接和用户相联，在电力系统各环节中，配电系统对供电可靠性影响最大，所以用户供电可靠性比较侧重于研究配电系统及其设备。但供电系统可靠性不等于配电系统可靠性。供电可靠性包含配电系统可靠性，同时还要计及电源（即发电侧）和输变电系统对用户供电可靠性的影响，以及研究高压用户（35kV 及以上）的可靠性问题。

3.1 供电可靠性统计对象和单位

用户供电可靠性的统计单位是供电可靠性指标计算和分析的基础。目前国外大多数国家以“用户”作为统计单位，但也有的国家以“负荷”、“电量”、“变压器的额定容量”、“用户登记容量”等作为统计单位。“用户”的含义也各有不同的定义，包括：使用电能的“自然用户”计数，电能表作

为统计单位的“表计用户”计数，以及“公用配电变压器”作为计量单位计数等方式。我国供电可靠性统计中以“用户”为统计单位。不同电压等级的用户定义如下：

（1）低压用户统计单位：一个接受电力部门计量收费的用电单位，作为一个低压用户统计单位。如果一个自然用户在不同地点或不同用途有两块或多块电能表计量，则按装设的用于收费的表计数量统计用户数。目前低压用户供电可靠性统计在我国尚处于试点阶段。

（2）中压用户统计单位：以 10（20、6）kV 供电系统中的公用配电变压器作为用户统计单位。一个用电单位接在同一条或分别接在两条（多条）电力线路上的几台用户配电变压器及中压用电设备，应以一个电能计量点作为一个中压用户统计单位。

（3）高压用户统计单位：一个用电单位的每一个受电降压变电站，作为一个高压用户统计单位。

由以上定义可见，我国现行统计评价规程中的定义和自然用户不同，一个自然用户（如一个用电企业）在供电可靠性统计时，可能需要统计为多个用户。

3.2　供电系统停电性质

停电性质的划分如图 7.4-3 所示。

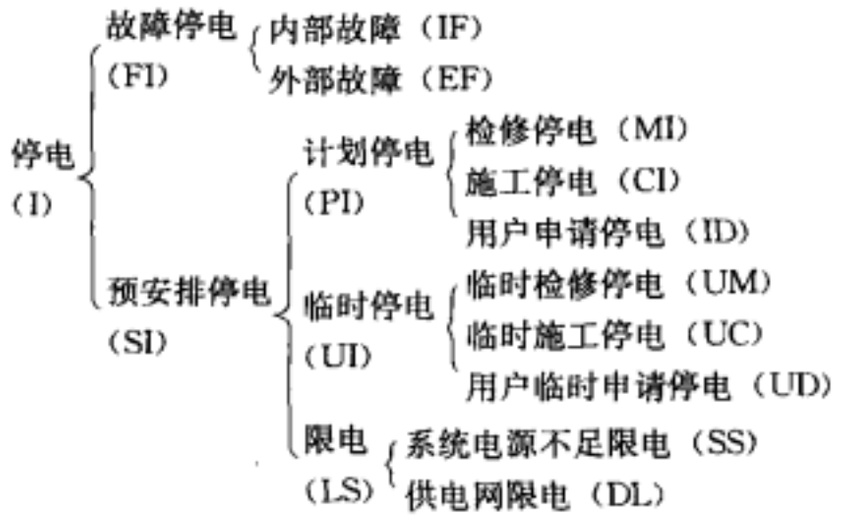


图 7.4-3　停电性质划分

图中术语定义参见 DL/T 836—2003《供电系统用户可靠性评价规程》。

3.3　供电系统可靠性的主要评价指标

以供电服务质量类指标为例，如表 7.4-10 所示。其余类似的有故障和预安排停电指标。

3.4　国内外统计数据举例

（1）2005 年直辖市及省会城市的供电可靠性指标见表 7.4-11。

表 7.4-10　　供电服务质量类指标

指　标	定　义	计 算 公 式
供电可靠率（%）	统计期间内对用户有效供电时间总小时数与统计期间小时数的比值	供电可靠率 $=\left(1-\frac{\text{用户平均停电时间}}{\text{统计期间时间}}\right)\times 100\%$
用户平均停电时间（h/户）	供电用户在统计期间内的平均停电小时数	用户平均停电时间 $=\frac{\sum(\text{每户每次停电时间})}{\text{总用户数}}=\frac{\sum(\text{每次停电持续时间}\times\text{每次停电用户数})}{\text{总用户数}}$
用户平均停电次数（次/户）	供电用户在统计期间内的平均停电次数	用户平均停电次数 $=\frac{\sum(\text{每次停电用户数})}{\text{总用户数}}$
用户平均停电缺供电量（kWh/户）	在统计期间内，平均每一用户因停电缺供电量	用户平均停电缺供电量 $=\frac{\sum(\text{每次停电缺供电量})}{\text{总用户数}}$
平均停电用户数（户/次）	在统计期间内，平均每次停电的用户数	平均停电用户数 $=\frac{\sum(\text{每次停电用户数})}{\text{停电次数}}$

表 7.4-11　　2005 年直辖市及省会城市的供电可靠性指标

序　号	城　市	供电可靠率(%)		平均停电时间(h·户)		系统总容量（kVA）
		RS1	RS3	AIHC-1	AIHC-3	
1	北京	99.896 7	99.896 9	9.047 5	9.027 5	25 870 071
2	石家庄	99.322 1	99.328	59.388 4	58.868 3	4 258 607
3	太原	99.795 4	99.853 8	17.922 3	12.807	2 864 400
4	天津	99.876 5	99.892 6	10.820 4	9.406 6	10 418 901
5	济南	99.934	99.934 8	5.785 1	5.715 3	4 149 696
6	呼和浩特	99.891 1	99.899 6	9.539 9	8.794	1 178 805
7	沈阳	99.903 4	99.903 4	8.460 7	8.460 7	6 901 099
8	长春	99.847 1	99.847 1	13.395	13.395	4 562 578
9	哈尔滨	99.927 2	99.927 2	6.376 2	6.376 2	5 516 134
10	南京	99.950 6	99.950 6	4.329 5	4.329 5	9 478 558
11	杭州	99.783 5	99.917 6	18.963 2	7.214 2	7 488 666
12	合肥	99.857 3	99.857 3	12.499 6	12.499 6	3 051 995
13	上海	99.972	99.972	2.487	2.487	24 489 043

续表

序 号	城 市	供电可靠率(%)		平均停电时间(h·户)		系统总容量(kVA)
		RS1	RS3	AIHC-1	AIHC-3	
14	福州	99.804 6	99.804 7	17.121 1	17.111 8	2 205 418
15	郑州	99.760 1	99.761 3	21.013 9	20.909 6	5 407 284
16	武汉	99.504 8	99.857 7	43.383 5	12.464 7	8 781 969
17	长沙	99.579	99.791 7	36.883 8	18.248 5	4 909 368
18	南昌	99.799 9	99.799 9	17.531 5	17.531 5	1 095 418
19	成都	99.645 8	99.731	31.027 3	23.563 2	4 518 478
20	重庆	99.404 6	99.818	52.158 6	15.939 8	8 542 420
21	西安	99.506 4	99.660 6	43.237	29.735 7	7 629 018
22	兰州	99.834 7	99.834 7	14.481 5	14.481 5	2 693 922
23	西宁	99.857 1	99.857 3	12.519 1	12.496 8	1 547 363
24	银川	99.825 8	99.825 8	15.260 5	15.260 5	1 483 338
25	乌鲁木齐	99.783 6	99.783 6	18.957 4	18.957 4	2 511 986
26	广州	99.963	99.963	3.272	3.272	20 123 724
27	贵阳	99.886	99.889	10.02	9.68	1 611 174
28	昆明	99.893	99.897	9.357	8.999	3 114 771
29	南宁	97.447	99.879	223.636	10.602	2 165 591
30	海口	99.667	99.67	29.161	28.965	1 035 139

注 表中 RS3、AIHC-3 分别为不计系统不足限电的供电可靠率和用户年平均停电时间。

(2) 日本东京电力公司供电可靠性指标见表 7.4-12。

表 7.4-12 日本东京电力公司供电可靠性指标

年度	每户年平均停电频率	每户年平均停电时间(min)
1979 年	0.32	21
1984 年	0.22	10
1989 年	0.21	7
1994 年	0.22	5
1999 年	0.18	4

注 不包括不可抗拒的灾难和计划性的建设施工引起的停电事件。

4 直流输电可靠性统计评价

直流输电系统近几年在我国发展较快，其可靠性水平的高低对电力系统的安全可靠运行影响很大。我国从 2000 年开始着手对直流输电系统的可靠性进行统计和评价工作，通过 5 年多来的工作，在提高我国直流输电系统可靠性方面取得了实效。

4.1 直流输电可靠性统计评价范围

直流输电系统可靠性指标是反映直流输电系统设计制造、生产运行、检修维护等方面的综合指标。通过对可靠性指标的分析，可以及时掌握直流输电系统设备的健康状况，分析设备异常故障的规律，为生产管理提供科学依据。同时，指导直流输电系统运行单位加强对设备运行状况的分析，找出影响系统能量可用率的各种因素，从可靠性管理的角度对设备健康运行提出建设性的意见并采取相应的管理和技术措施，促进直流输电系统可靠性水平的提高。

4.2 直流输电系统的状态

直流输电系统自投运起，作为可靠性统计对象，即进入使用状态。使用状态分为可用状态和不可用状态。状态划分如下：

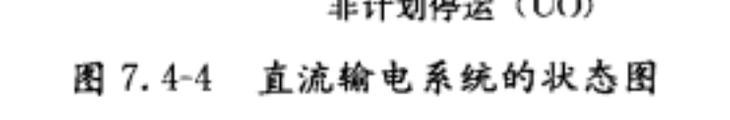


图 7.4-4 直流输电系统的状态图

图中术语定义参见 DL/T 989—2005《直流输电系统可靠性统计评价规程》。

4.3 直流输电系统可靠性的主要评价指标

(1) 能量可用率 *EA*——在统计期间内，直流输电系统能够输送能量的能力

$$EA = \frac{AH - EOH}{PH} \times 100\% \qquad (7.4\text{-}5)$$

式中：*AH* 为可用小时；*EOH* 为降额运行等效停运小时；*PH* 为统计期间小时。

(2) 能量不可用率 *EU*——在统计时间内，由于计划停运、非计划停运或降额运行造成的直流输电系统的输送能量能力的降低

$$EU = 1 - EA = \frac{UH + EOH}{PH} \times 100\% \qquad (7.4\text{-}6)$$

式中：*UH* 为不可用小时。

非计划能量不可用率

$$UEU = \frac{UOH + EOH}{PH} \times 100\% \qquad (7.4\text{-}7)$$

式中：*UOH* 为非计划停运小时。

计划能量不可用率

$$PEU = \frac{POH}{PH} \times 100\% \qquad (7.4\text{-}8)$$

式中：*POH* 为计划停运小时。

(3) 系统运行率 *SR*——在统计时间内，直流输电系统

处于运行状态的概率

$$SR = \frac{SH}{PH} \times 100\% \tag{7.4-9}$$

式中：SH 为运行小时。

（4）能量利用率 U——在统计时间内，直流输电系统实际输送能量的能力

$$U = \frac{TTE}{PM \times PH} \times 100\% \tag{7.4-10}$$

式中：TTE 为总输送电量；PM 为额定输送容量。

4.4　国内外统计数据举例

2005 年，我国在运的高压直流输电线路已达到 6 条，总输送容量为 12 360MW，总输送电量约 612.11 亿 kWh，其中龙政、江城直流输电系统作为三峡电力外送的主要通道，全年输送电量为 386.46 亿 kWh，占到三峡总发电量的 78.98%。葛南直流输电系统由于控制保护系统大修改造，能量可用率仅为 65.36%，输送能力受到一定的影响。天广、高肇直流输电系统是我国南方电网“西电东送”的两大主要通道，其中高肇直流输电系统第一个完整运行年度，送电功率及送电电量均达到了较高水平，全年输送电量达到 105.64 亿 kWh。目前直流输电已经成为网间电力交换的重要方式，为实现全国主要电网之间的互联，为促进资源优化配置，缓解局部地区电力外送困难或电力供应紧张局面起到了重要的作用。

2005 年底全国共有 6 个直流输电系统在运，其中灵宝直流系统由于在 2005 年 7 月投入运行，未进行年度可靠性统计。下表为其他 5 个直流输电系统主要可靠性指标。

表 7.4-13　　2005 年 5 个直流输电系统可靠性指标比较

指标名称	葛南系统	龙政系统	江城系统	天广系统	高肇系统
能量可用率(%)	65.36	95.59	93.79	91.77	92.53
能量不可用率(%)	34.63	4.41	6.21	8.22	7.47
计划能量不可用率(%)	34.39	3.15	4.3	5.25	4.25
强迫能量不可用率(%)	0.25	1.26	1.91	2.97	3.22
系统运行率(%)	66.84	98.05	96.22	91.48	89.95
双极计划停运次数(次)	2	0	1	5	2
双极计划停运时间(h)	2905.08	0.0	314.87	305.28	139.85
双极强迫停运次数(次)	0	1	1	1	0
双极强迫停运时间(h)	0.0	10.02	1.5	4.67	0.0
能量利用率(%)	58.61	77.41	69.64	29.75	40.20
系统总输送电量/(亿 kWh)	61.61	203.44	183.02	46.91	105.64

表 7.4-14　　国外部分直流系统可靠性指标

系　统	投产年份	最大持续容量(MW)	能量可用率(%)		能量利用率(%)		强迫能量不可用率(%)		计划能量不可用率(%)	
			2001 年	2002 年	2001 年	2002 年	2001 年	2002 年	2001 年	2002 年
Skagerrak 1 & 2	1976 年/1977 年	550	98.2	99.8	44.3	46.2	0.02	0	1.82	0.23
Skagerrak 3	1993 年	500	98.2	97.3	60.2	64.2	0	0.04	1.78	2.62
Vancouver Island Pole 2	1977 年/1979 年	550	67.6	77.8	47.4	38.6	0.33	0.08	32.02	22.09
Square Butte	1977 年	550	80.8	92.8	63.2	73.1	0.45	0.61	18.64	4.19
Shin-Shinano 1	1977 年	300	98.9	96.8	0	0.1	0	0	1.14	3.17
Shin-Shinano 2	1992 年	300	99.2	99	0.1	0	0	0	0.81	0.98
Nelson River BP1 Pole 1(3)	1973 年/1993 年	835	98.8	96.8	73.9	68.1	0.02	0.07	1.21	3.12
Nelson River BP2	1978 年/1983 年	2000	91.3	78.4	72.4	53.2	5.82	18.4	2.87	3.18
Hokkaido-Honshu	1979 年/1993 年	600	97.8	94.1	12.2	11.1	0.12	0.02	2.11	5.9
CU	1979 年	1138	96.3	96.7	75.1	76.6	0.22	0.02	3.46	3.28
Gotland 2 & 3	1983 年/1987 年	320	93.9	99.4	30	28.6	3.92	0.01	2.14	0.59
Highgate	1985 年	200	98.7	97.6	79.9	74.3	0	0.1	1.26	2.3
Cross Channel Bipole 1	1985 年/1986 年	1000	98.4	—	63.5	—	0.09	—	1.55	
Cross Channel Bipole 2	1986 年	1000	96.1	—	61.1	—	1.11	—	2.8	—
Virginia Smith	1988 年	200	97.5	99.2	74	23.8	2.01	0.21	0.46	0.56
Konti Skan 2	1988 年	300	96.8	97.1	27.7	39.5	0.06	0.93	3.14	1.97
Vindhyachal	1989 年	1989	500	97.7	—	18.8	—	0.21	—	2.13
McNeill	1989 年	150	96.9	94.6	49.6	26.2	0.3	1.51	2.8	3.9
Fennoskan	1990 年	500	97.8	98.6	44.5	52.5	0.6	0.08	1.61	1.31

续表

系 统	投产年份	最大持续容量（MW）	能量可用率（%）		能量利用率（%）		强迫能量不可用率（%）		计划能量不可用率（%）	
			2001 年	2002 年	2001 年	2002 年	2001 年	2002 年	2001 年	2002 年
Rihand-Dadri	1991 年	1650	79.2	—	58.2	—	17.9	—	2.82	—
SACOI (4)	1992 年	300/300/50	91.2	94.8	39	55.1	1.01	0.31	6.09	4.52
New Zealand Pole 2 (3)	1992 年	500	98.6	99.2	33.3	51.4	0.03	0.01	0.87	0.79
Sakuma	1965 年/1993 年	300	97.7	98.7	0	0.1	0	0	2.26	1.34
Chandrapur	1998 年	1000	98.7	—	10.5	—	0.01	—	1.33	—
SwePol	2000 年	600	93.1	70.8	32.3	25.1	0.3	8.48	4.5	3.8
Vizag East-South	2000 年	500	99	—	75.1	—	0.23	—	0.77	—
Kii Channel	2000 年	1400	96.2	95	77.9	74.6	0	0	3.82	5.03
Malaysia-Thailand (6)	2001 年	300	100	85	4	4.8	0.01	3.35	0	11.6

注 表中数据引自参考文献[19]。

5 大电网可靠性统计评价

大电网可靠性统计评价是利用网络拓扑信息、元件电气参数，对已发生的故障事件进行信息分析（故障前后潮流信息、频率、电压、功率变化，断路器、继电保护和安全自动装置动作情况、动作时间等），建立供电点 DP（Delivery Point）和系统可靠性统计指标和统计方法，以评价运行网络的性能。

现运行电网的可靠性性能统计评价可以起到以下作用：

（1）发现需要增强或改造的薄弱环节和输电瓶颈。

（2）了解可靠性性能的逐年变化趋势。

（3）建立现运行电网的指标，用作未来电网可靠性应有水平评估的指导信息。

（4）提供运行方式的预测和比较。

（5）检验系统设计变更的影响。

运行电网可靠性统计评价，涉及电网拓扑信息，全网遥测信息、遥信信息，负荷曲线。统计数据要求电网事件发生当时的电网拓扑结构变化和相关元件动作及其后果的同步信息，从而带来数据采集和评价程序处理上的复杂性。要求专用数据库和在线信息分析工具。目前还只有少数发达国家的部分公司进行了这方面的研究和初步实践工作。当前以加拿大电气协会和加拿大不列颠哥伦比亚电网公司（和前水电公司）的成果较为突出，已开展较规范的大电网可靠性统计工作，并开始每 5 年一期的电网可靠性统计指标发布。

我国在这方面的研究正开始起步，有关信息参见本篇第 6 章第 6 节。

第 5 章　电力系统可靠性管理

1　引言

1882 年英国电气工程师学会 IEE 出版了第一个电气设备安全条例（Code of Safe Electrical Installation Practice）。20 世纪 30 年代在《电世界》《电气评论》等国外杂志上开始发表了有关发电容量概率分析的一些学术论文。美国 IEEE 于 60 年代初期开始进行工业设备可靠性的广泛调查，拟定了一套设备可靠性统计分析的规范性方法，发布了第一批工程可用的设备可靠性统计数据。

系统性的工业可靠性研究始于 20 世纪 40 年代。随着军事工业、航空航天技术的发展，特别是大规模电子元件集成设备的研制和应用，相应系统的日益庞大复杂，随机因素增多，既需要完善的可靠性工程技术支撑，又需要周密的可靠性管理保障。可靠性工作在国外和一些技术密集型行业有了很大进展。

20 世纪 60 年代初，美国、西欧、日本、苏联等国家和地区的电力工业开始研究可靠性问题。主要有两个原因：①国民经济越现代化，人们对电的依赖越深，对供电质量要求也越高；②电网越来越大，机组容量越来越大，超高压远距离输电增多，同步电网规模扩大，控制系统复杂性提高，电网稳定问题突出，如何合理地保证供电可靠性成为迫切的问题。1965 年前后，一些国家的电力系统陆续出现稳定破坏事故，造成大面积停电，特别是 1965 年美国东北部系统发生大停电（纽约大停电），引起很大震动。1968 年，在美国政府的推动下，成立了美国电力可靠性协会，随后加拿大和墨西哥的一些电力系统参加进来，改称为北美电力可靠性协会（North Electric Reliability Council，NERC）。与此同时，西欧、日本、苏联各国也纷纷开展电力可靠性管理工作。到 20 世纪 80 年代，大多数发达国家都进行了可靠性立法，遵循国际标准化组织（ISO）和国际电工委员会（IEC）的标准，制定了较为完善的国家标准，并设国家级和行业级的可靠性中心和数据交换网络。

北美电力可靠性协会由美国及北美地区范围内的 10 个区域性的可靠性协会组成。区域性可靠性协会均为各地区的发电、输电、配电各方及各级电力工业管理部门自发组织成立，各协会根据自己地区电力系统构成的不同，会员人数及组成略有不同。NERC 的宗旨是：保证北美地区的大电力系统的可靠性、充裕性和安全性。自成立以来，NERC 本着共同的责任及互惠、互利的原则，成功地促进了北美地区的大电力系统的可靠运行。

NERC 的主要职责是：制定大电力系统规划和可靠运行的标准；组织实施大电力系统可靠性标准，依据标准评价、评估大电力系统可靠性；指导所有可靠性协调员、控制区和其他大电力系统运行商的可靠性状态评估，以保证他们能够服从于 NERC 的标准；通过鉴定调度员培训程序和调度机构、调度员的资格认证，促进电力系统运行状况的优化；为促进大电力系统可靠性提供教育和培训资源；评估、分析和报告大电力系统的充裕性和安全性；协调与区域可靠性协会和其他组织的有关可靠性标准及其执行过程中的问题；协调支持大电力系统规划和可靠运行的方法、数据和其他所需服务的提供；提出评判电力系统的各环节保护配置的导则；承担主要大电力系统事故的快速调查；促进信息交流及协调各可靠性服务组织来保证互联大电力系统的可靠运行；负责可靠性标准的制定、认证、执行及其他有关可靠性事宜的诉讼和争议调解。

电力的市场化改革使原有维持可靠性的许多传统体系、积极性和责任发生了变化，可靠性标准的非官方的执行政策已变得不太有效。NERC 认为可靠性准则必须要强制执行，在北美区域内的电力市场参与者都应共同遵守。希望通过美国联邦立法来明确行政执法将自律性可靠性准则转变为强制执行可靠性准则。为此，NERC 联合有关部门提出了成立一个独立的电力可靠性机构（Electric Reliability Organization，ERO）来促进和推动强制性可靠性准则执行的立法申请报告。ERO 的职责应受联邦政府和州政府的保护，涵盖整个北美地区，同时根据北美电网互联的特性，充分考虑保证加拿大和墨西哥的联网利益。2003 年 8 月 14 日的北美地区大停电也证明了自律性的执行 NERC 可靠性准则的体系已不适应现在的竞争性的电力市场机制。目前立法工作已取得进展，2005 年 7 月在美国参、众两院获得通过，要求 ERO 在 2007 年 1 月 1 日正式开始运作。现在，北美地区具有政府行政职能的 ERO 已按计划进入实际运作过程中。

目前发达国家电力可靠性管理重点在于可靠性与经济性和大电网可靠性技术应用等方面的研究。目的在于在提高电力系统对用户的可靠供电的同时，促进电力企业经济效益的提高。

中国从 20 世纪 70 年代末期，在电力部门和科研院校中，着手研究电力可靠性问题，1983 年成立中国电机工程学会可靠性专业委员会，聚集了科研院校和电力部门的力量，推动电力可靠性管理和理论研究工作。通过对国外电力可靠性管理先进技术和经验的引进研究，以及在国内部分电力企业开展电力可靠性管理试点，取得了较好效果，并在 1985 年 1 月成立电力可靠性管理中心，正式开始在全国范围内推动开展电力可靠性管理工作。通过二十多年的完善，到目前已基本上形成了具有中国电力工业特点的电力可靠性管理体系。

电力可靠性管理中心是推动与组织开展我国电力可靠性管理的机构，其主要职责有：拟订和组织实施可靠性管理的规范、制度及标准；建立健全可靠性管理体系及可靠性管理信息网络；采集和分析全行业电力可靠性数据；监督电力系统运行的可靠性水平，分析规划设计、设备制造、安装调试和生产运行等环节对电力系统可靠性的影响，并提出改进建议和措施；组织开展可靠性管理与技术培训，核发可靠性管理工作岗位合格证书；组织开展全国性的可靠性管理工作检查和技术交流活动；组织开展可靠性技术研究和国际交流与合作。

我国的电力可靠性管理经过二十多年的发展，已形成了一整套具有中国电力工业特点的电力可靠性管理的组织、制度、技术标准体系；建立了覆盖全电力行业的电力可靠性信

息采集、分析、评价体系；电力可靠性技术在各电力企业的生产管理得到广泛使用；电力系统的各类可靠性指标得到全面地提高。特别是最近几年，在全国出现大范围供电紧张的情况下，电力可靠性管理通过提高设备和电网的可用率和安全性来满足社会对电力的需求。

在学术和工程应用方面，开发了拥有自主版权的电源规划软件、发输电系统可靠性评估软件、配电系统可靠性评估软件、发电厂变电站电气主接线可靠性评估软件等，并在中国三峡电站、三峡电力系统、东北电力系统等应用。这些工作进展同时推动了电力规划、设计、研究和制造部门在系统规划和工程设计中开始进行可靠性评估。

在电力可靠性管理工作的法规和标准建设方面，为有序地开展我国电力可靠性管理工作，1992 年，原能源部颁发了《电力可靠性管理工作若干规定》；1995 年，根据形势变化的需要，原电力工业部将《电力可靠性管理工作若干规定》修订后再次颁发；2000 年，为适应我国经济体制改革和电力体制改革的新形势，不断深化和加强可靠性管理工作，适时编制了《电力可靠性管理暂行办法》，并由原国家经贸委颁发，为 21 世纪开展可靠性管理工作提供了法规依据；2003 年，为进一步提高该法规的可操作性，中国电力企业联合会颁发了《〈电力可靠性管理暂行办法〉实施细则》。1985 年以来，全国范围内持续开展了发电、输变电、用户供电的可靠性统计与评价工作。为适应新的工作需要，经原电力部科技司批准，于 1996 年 12 月成立了“电力行业可靠性管理标准化技术委员会”，相继对各类可靠性统计评价办法进行了修改和完善，并由政府部门颁布了一系列国家电力行业标准：DL/T 739—2001《发电设备可靠性评价规程》、DL/T 837—2003《输变电设施可靠性评价规程》、DL/T 836—2003《供电系统用户供电可靠性评价规程》、DL/T 861—2004《电力可靠性基本名词术语》、《直流输电系统可靠性评价规程（暂行）》、《风力发电设备可靠性评价规程（试行）》、《燃气轮机发电设备可靠性评价规程（试行）》。以上法规和标准的制定颁布，形成了系统的电力可靠性管理法规和标准体系，为电力可靠性管理提供了制度和技术规范保障。

电力可靠性数据的采集、分析、评价和反馈，是电力可靠性管理的基础工作。多年来，经过积极有效地开展可靠性数据的采集和评价工作，形成全国发电机组的可靠性数据系统；火电机组主要辅助设备的可靠性数据系统；输变电设施的可靠性数据系统；用户的供电可靠性数据系统；直流输电系统的可靠性数据系统。每年通过电力可靠性指标及各类可靠性分析评价报告等可靠性资料，系统全面地分析、记录了我国电力系统及其设备每年的运行状况和存在问题，及时公布和反馈了各类可靠性信息和技术动态，使多年积累的大量可靠性数据资源实现了全社会共享，为电力企业安全生产、提高管理水平和竞争力，向用户提供有效服务，起到了促进作用。

20 年来，通过强化可靠性管理，我国的发电设备、输变电设施、用户供电的可靠性水平均有大幅度提高。1986～2005 年的 20 年间，我国 100MW 容量等级以上火电机组的平均等效可用系数从 79.93%提高到 92.34%，增加约 12.41 个百分点，每台机组年均非计划停运次数从 7.85 次下降到 1.74 次。1991～2005 年的 14 年间，我国城市用户供电可用率（RS1）由 98.898%上升到 99.766%，相当于用户年均停电时间由 96.55h 下降到 20.5h。同期电网中的各类输变电设施的可靠性水平也有大幅提高。这一切，不仅为电力企业创造了巨大的经济效益，而且为保证电网安全运行和提高供电质量发挥了重要作用，实现了社会效益和经济效益双丰收。

目前，我国的电力可靠性已经成为电力监管的重要内容之一，可靠性管理的主要目的在于继续有效地拓展电力可靠性管理领域；研究制订适应新的电力体制和技术要求的可靠性标准；研究和推广适应新环境、新体制的可靠性理论、技术与方法；进一步推动对可靠性信息的分析和应用水平的提高；继续积极探索市场经济环境中的电力可靠性管理新模式，致力于推动我国电力安全可靠运行水平的提高。国家电监会制定并于 2006 年 1 月 23 日发布了《国家处置电网大面积停电事件应急预案》。此外，随着电网规模的迅速增长，反应电网状态的各种信息量在不断堆积，但却没有大电网可靠性状态的信息，这已引起了国家有关部门的高度重视。国家电力监管委员会电力可靠性管理中心已开始部署进行电网层次的可靠性研究工作。

2 可靠性管理的工作内容

可靠性技术与可靠性管理方法是适合我国电力工业特点并行之有效的科学管理方法，运用可靠性管理方法符合电力工业发展的内在规律和必然要求。电力系统可靠性渗透到电力系统的规划、设计、运行和管理及设备制造等各个方面，对以大电网、大机组、高电压的现代电力系统的安全运行和连续可靠的供电所起的作用日益显著。

实践证明，可靠性管理是对设备、机组和电网全过程的质量管理和安全管理。可靠性技术与管理方法是适合电力工业特点的行之有效的科学管理方法。可靠性技术的广泛应用和可靠性管理工作的深入开展，为保证电力系统的安全可靠运行、促进企业的安全生产；为提高全电力行业的技术装备和管理水平；为提高企业的服务水平和经济效益，提高企业在市场环境中的竞争能力等方面发挥了积极而重要的作用。

可靠性数据统计评价是可靠性管理的重要基础工作，中国目前可靠性数据统计评价体系中涉及的可靠性数据范围有：发电机组及其辅助设备、输变电设施、高压直流输电设备及系统、城市和农村用户供电可靠性数据。针对这些数据，分别建立了全国性的统一的可靠性信息管理系统，即：发电机组及其辅助设备可靠性信息管理系统；输变电设施可靠性信息管理系统；用户供电可靠性信息管理系统；高压直流输电可靠性信息管理系统。这些可靠性信息管理系统采集全国电力系统十几到二十多年来的可靠性数据，积累大量宝贵的有关电力设备、机组以及电网的运行状况记录的数据，这些宝贵的数据资料已成为规划设计电力系统，分析、诊断电力系统及其设备可靠性水平，运行和管理电力生产全过程的重要历史参考信息，并在促进电力系统安全稳定运行中发挥了不可替代的作用。

目前，中国可靠性管理工作已深入到整个电力行业中的绝大部分电力企业。在发电可靠性方面：有 400 多家发电厂的近 1500 台发电机组、8000 多台主要辅助设备参与了电力可靠性统计评价与管理工作。在输电网的输变电设施方面：有 600 多个发供电企业的输变电设施参与了电力可靠性统计评价与管理，其中 220kV 及以上电压等级的主要输变电设备近 20 万台，架空线路 20 多万 km。在用户供电可靠性方面：有 300 多个地市级供电企业、近 1000 个县级供电企业参与了电力可靠性统计评价与管理，其中：城市的 10kV 中压用户近 70 万户，35kV（66kV）用户近 7000 户；农村 10kV 中压用户 200 多万户。直流输电系统可靠性的统计评

价涵盖了目前我国在运的全国 6 个直流输电系统。

可靠性管理的另一项主要内容是，可靠性与电力生产经营的紧密结合，将可靠性管理应用于电力生产的实际过程中，在电力企业的各项管理工作应用可靠性技术与管理方法。主要涉及的方面有：

（1）可靠性在电源规划中的应用，即电力规划部门结合各主要电网的具体情况，采用概率性方法对发电系统可靠性进行全面评估，并与传统的备用裕度法进行校核，提出电源规划可靠性标准的一些建议。

（2）可靠性在电力基本建设中的应用，如用可靠性有关方法检验、评价和考核中国火电建设管理和质量水平，指导电力设备选型，分析电力建设中存在的问题，制定相应对策，提高电力工程建设管理和质量水平。

（3）可靠性在生产运营和管理方面，主要用于评价电力企业的管理水平，指导电网建设和改造，确定设备技术改造政策及设备采购依据，促进电力企业服务质量的提高等方面。

（4）在电力企业的实际生产管理中，常常把抓具体的某一个可靠性指标转变为抓设备、机组和电网的全过程的质量和安全管理。通过利用可靠性数据，对设备、机组和电网的可靠性状况进行全面、科学、系统的评估，通过定量的可靠性计算，找出薄弱环节，为企业的管理、生产和发展提供更为科学的依据。目前可靠性管理方法和指标评价体系已得到我国电力系统的认可，并广泛得到使用，可靠性管理方法和各种技术手段不断更新发展。可靠性管理为促进企业的安全生产，促进电网的安全运行，提高企业在市场环境中的竞争能力发挥了重大的作用。

3　可靠性在电力生产管理中的应用

可靠性是电力系统重要的性能指标，也是影响电力企业经济效益的重要方面，它涉及规划设计、设备制造、基建施工、科研培训、管理决策等各个领域。

可靠性评价方法的引入使传统的电力生产管理从定性发展到定量管理方式，各种有关指标的制定就形成了评价可靠性的尺度。电力可靠性指标体系及相应的评价方法建立在严格的可靠性理论基础上。对于发电、输变电、配电的设备及其系统，为了满足各种不同应用要求对可靠性进行评估的需要，具体规定的指标不尽相同，但电力生产管理中基本而常用的仍然是概率、频率和期望值指标。从应用领域来区分，又有两种类型的指标：①面向设备的指标，以评价设备的生产能力为目标；②面向系统的指标，以评价电力系统功能实现程度为目标。

3.1　可靠性在发电生产中的应用

发电企业中，被评估的发电设备在规定的时间内能够按照规定的技术指标发出预定电力的能力。这种能力的大小，可用可靠性指标来定量表示。分析研究发电设备可靠性的目的在于从电厂的生产各环节找出使发电设备丧失正常功能的因素，全过程地（从规划设计、设备制造、安装调试、生产运行、检修维护等环节）分析其原因，找出对策。同时经过大量的数据统计、分析，提出定量评价的准则，探讨提高发电设备可靠性的途径和方法。研究分析发电设备的可靠性，有助于改进上述各环节的质量，提高发电可靠性管理水平，最终达到提高电力系统可靠性和发电企业经济性的目的。

发电厂的可靠性管理是现代化电厂生产管理的中心内容，它包括电厂的设备运行管理、可靠性指标管理、设备维修和更新管理、运行准则（含规程）管理和人员培训管理。所谓管理，其内涵包括有关的政策条令、人员组织、实施计划及应用技术等。发电厂可靠性管理的目标是低耗多发下的安全运行。

可靠性指标管理又是发电厂可靠性管理的中心内容，也是发电厂生产管理的重要内容之一。其中，发电机组的可用系数和非计划停运次数目前已成为各发电厂生产管理的重要指标。发电企业往往根据发电厂运行可靠性指标的历史记录，并结合设备的现实情况，同时考虑到设备需要的检修安排和更新计划，有针对性的制定发电厂的可靠性目标值。发电厂的生产主管部门，根据既定的可靠性指标的目标值，制定相应的管理和技术措施以保证可靠性指标目标值的完成。完成既定的可靠性指标的目标值的措施和责任往往要落实到发电厂的各个有关职能部门。

近年来，在国内外许多发电企业相继引入了状态检修，其核心是根据历年影响发电设备的可用系数、非计划停运事件等主要可靠性指标的原因及部件分类分析，结合对各种发电主设备的在线诊断监测仪器的监测结果作综合分析，同时根据设备的健康状况分析和检修的经济性投入评价，找出更合理的设备检修计划，从而改变了原有的定期检修模式，以求达到既保证设备可靠运行，又合理地减少了一些不必要的检修，降低检修成本的目的，从而实现发电厂效益的最大化。

3.2　可靠性在输变电生产管理中的应用

输变电设施的可靠性是以设施功能为目标，面向设施在规定的运行条件下，在预定的时间内，完成规定功能的能力。例如断路器的可靠性是指断路器在规定的运行环境下，在预定的时间内，接通和连续承受正常电流、开断电路正常电流以及短时承受和切断规定的非正常电流的能力的量度。输变电设施可靠性的统计、分析，是深入掌握和评价输变电设施在电力系统中运行状况的主要措施。对改进设备制造、安装质量、工程设计和生产管理等方面也具有重要意义。

输变电设施诊断技术是可靠性工程学的一个重要组成部分。元件、设备及系统故障的机理及故障的物理性质，是可靠性工程学的一个重要方面。确立有关元件、设备和系统发生异常状况机理的研究，把握异常征候的机理和特征值，检测元件、设备和系统的异常状态，设定用以判断异常状态的基准值等设备诊断技术，是可靠性工程中必不可少的内容。

为改善输变电设施的可靠性指标，针对输变电设施推行“状态维修制”。所谓状态维修制，又称预知维修制、视情维修制、适应性维修制和可靠性维修制。它是建立在应用设备诊断技术对设备状态进行监测，充分掌握系统内所有设备的健康状态的基础上，对设备进行主动维修的一种设备维修管理体制。其方法就是应用各种测试手段和在线监测技术，通过可靠性的数理统计分析，对各类设备状态作出评估，预测其状态变化的趋势或规律，从而对少数应该维修的设备有针对性的适度维修。其目的在于尽可能地减少由于维修引起的设备停运时间及人力物力的投入，同时又能保障电力供给的可靠性。广义地说，上述根据可靠性统计分析结果确定设备最佳检修周期的做法，也是一种状态维修方式。

3.3　可靠性在供电生产管理中的应用

在现代社会中，供电质量的好坏，不仅反映了一个国家或地区人们的生活质量、水平和投资环境的好坏，更是影响经济发展的重要因素。实际上，信息时代的到来，要求不间断供电的计算机设备越来越多，给供电企业提出了更高的要求。停电或限电会影响人们日常生活和企业减产，而突发停

电则会危害工厂的重要设备。供电企业应最大限度地提高配电系统的电能质量和供电可靠性，满足人们日常生活、工作和生产的需要。

供电系统用户可靠性指标，直接体现供电系统对用户的供电能力，反映了电力工业对国民经济电能的需求满足程度，是供电系统的规划、设计、基建、施工、设备制造、生产运行、营业服务等方面质量和管理水平的综合体现。评价供电系统用户可靠性的主要可靠性指标有：供电可用率、用户年平均停电时间、用户年平均停电次数等。

供电可靠性管理的目标和基本任务是：建立科学完善的可靠性管理网络和可靠性评价、分析、预测系统；评价和分析供电系统、供电设备的运行可靠性水平；研究和拟订供电系统、供电设备最佳可靠性目标，促进供电企业加强设备管理、生产管理、技术管理，努力提高电网的安全、可靠、经济运行水平及对广大用户的供电可靠性；力求达到安全、优质供电及效益最大化。

供电可靠性的目标管理，不仅仅是对指标进行目标管理，还要对完成指标所采取的组织措施、技术措施等实行目标管理，这涉及规划、设计、检修和运行管理等环节的综合目标管理。

一般情况下，影响供电可用率指标的主要因素之一是因设备检修或电网施工而必须的预安排停电，可见合理协调安排统一停电检修计划，对提高供电可用率十分有效。设备的定期维护、季节性检查、故障处理、用户申请停电及设备的更换等，都需要停电才能工作。这样，就存在一个统一协调、合理安排的问题。要做到一次停电，多项工作配合，避免重复停电，将停电的时间和次数减少到最低程度，最大限度地提高供电可靠性。

为减少故障停电的影响，要优化和改善供电网结构，线路上增加分段开关，实现恰当分段及在相邻线路间增加联络开关实现“手拉手”或网状配电网，尽可能减少故障影响范围。同时实现配电网自动化，也能有效地缩小故障停电范围，缩短事故停电时间，为快速恢复供电并分析、诊断和报告事故原因提供有效的依据。面对中低压配电网网络结构复杂、设备种类和数量庞大、运行方式和网架结构多变等特点，利用配网地理信息系统（GIS）技术实现配电网的管理，是配电网管理的极佳选择。配电 GIS 系统的应用不仅在供电可靠性管理和分析上，在配电网管理、用电营业管理、配电自动化系统、用户故障投诉管理等方面，都能快捷、准确、实时的提供有用信息。同时利用 GIS 提供的拓扑分析，能迅速提出诸如供电方案、报警画面、显示故障停电区域、提出故障处理方案等功能，有效地提高故障处理能力。

另一个减少停电有效方法是带电作业。带电作业是提高供电可靠性指标的一项极为有效的手段，许多配电网上的工作项目都可以在带电情况下进行，如：更换绝缘子、瓷横担、跌开式熔断器、避雷器和导线损伤临时处理等。已有越来越多的供电企业开展带电作业。

城网建设改造中，开展可靠性统计分析和可靠性的预测评估工作，还可在优化城网结构和开关配置、设备合理选型、有针对性的措施决策等方面发挥重要作用。

评价电力系统最重要的指标，是对用户提供经济可靠的供电，因此在直接面对用户的供电生产管理中可靠性方法应用最广泛，效果最明显。为达到电力系统安全、稳定、可靠、连续供电的目的，可靠性方法在供电生产管理中的应用还有很大的发展空间。

3.4 可靠性在电力生产管理中的应用展望

随着社会经济的发展，人们对电力供应的可靠性要求越来越高，在协调好可靠性和经济性的关系的基础上，尽可能地改善和提高电力可靠性水平，是电力企业可靠性管理的目标。近年来，电力企业的电力生产管理中使用可靠性技术和方法的愿望和需求日益增长。其中，对电力设备的可靠性要求已明显地成为选用设备的依据之一，这就要求电力设备制造厂商提供高可靠性的电力设备。广大用户对高供电可靠性的需求，要求供电企业加大城网建设和改造的力度，用可靠性评价的理念来指导建设一个坚强的电网来保证对用户的可靠供电。电力企业的现代化管理，更需要研究开发提高科学管理水平的各种可靠性评价准则和评估工具，推动可靠性生产管理应用工作的不断发展。

4 可靠性准则

4.1 引言

可靠性准则可定义为：“在规划设计或运行中为使发电和输配电系统达到所要求的可靠度所必须满足的指标、条件或规定。”

电力系统可靠性准则的应用范围包括发电系统、输电系统、发输电系统和配电系统的规划、设计、运行维修和资产管理等工作领域。使用可靠性准则的目的，总体上是要在合理投资的限度内保证电网的安全运行水平，减少未来用户的停电事件和损失。制定的准则应当与地区的地理、气候、社会环境和经济条件相适应。根据各国采用和研究的电力系统可靠性准则，按研究问题的性质，一般分为技术性准则和经济性准则。技术性准则就是系统为了保证要求的供电质量必须接受的检验标准。这种准则的选择很大程度上取决于经验判断，并常常借助于其他国家或地区的类似标准加以参照比较；而经济性准则就是将停电损失计入作为总成本的一个部分，寻求最小化总费用的最佳方案。

20 世纪 50～60 年代已在有些国家使用了基于概率方法的准则，现已在世界各国的供电系统广泛采用。而由于大电网可靠性计算模型的复杂性，直到 80 年代，仍只有少数国家部分地采用了概率方法，绝大多数国家几乎无例外地采用 $N-1$ 准则。20 世纪 90 年代随着电力管理体制的市场化改革，促使世界各国普遍加速研究和发展适应这一新挑战的概率性方法和电网规划可靠性的经济性准则。

可靠性准则在配电网方面的应用相对成熟，但当深入到计及事故处理措施及恢复供电切换操作的可靠性经济模型领域时，仍然涉及组合数学领域尚未解决的 NP（Nondeterministic Polynomial）完全问题，其本质上是存在指数型计算复杂度的障碍，带来模型和算法上的“组合爆炸”及“计算灾”。为了克服这一理论的复杂性和实际工程应用的可行性之间的矛盾，目前学术界正日益广泛而深入地应用人工神经网络、遗传算法、模糊优化等新兴技术进行电网重构问题的研究。

从工程可行性的角度出发，只能在不同阶段实现一定的有限目标。因此，当前的电网规划中，一般仍然是基于可能性较大的严重事件作为检验条件，而不考虑概率很低的多重事件作为增强电网投资的依据。但如果担心某些可能导致电网崩溃的十分严重的事件，为了优化资源配置，避免不合理地过分使用资金，目前也将诸如负荷侧管理等纳入准则研究，提出了可停电负荷的概念和措施。

国际上的有关机构十分重视配网可靠性及用户供电质量方面的问题。例如，世界银行为了研究适于发展中国家的配网规划可靠性准则，早在 20 世纪 70 年代末即已立项与巴西帕拉南（Parana）供电公司合作，以卡斯卡韦尔（Cascavel）城市电网为例，进行了电网可靠性经济最优化规划模型及算法的研究，取得了良好效果。

4.2　电网可靠性准则举例

4.2.1　大电网可靠性准则

由于计算分析的复杂性，至今世界各国大电网大都使用确定性准则。为保证大电网安全稳定运行的规划和运行标准、稳定运行导则等即属于这一范畴。

以北美电力可靠性协会规划和运行标准为例：21 世纪开始，世界各国接连发生几起大停电事故，尤其是 2003 年 8 月 14 日的美加大停电的警示，北美可靠性协会 NERC 提出了对原有电网规划和运行可靠性有关标准的重新审视，通过大量对策研究，NERC 董事会于 2005 年 2 月 8 日正式提出，为了提高方法研究和标准论证过程中资源利用的效率，将现行的运行和规划标准转换成一组统一的标准，并于当年 4 月发布了包括下述 14 个方面（参见表 7.5-1）的 106 个专项标准，规定在 2005 年 4 月 1 日起陆续生效执行。标准中提出了“反映关键可靠性和安全问题、风险和不确定性因素等对充裕性和安全性的影响”方面的条款。

表 7.5-1　NERC 大电力系统可靠性标准分类目录

简称	详细说明	简称	详细说明
BAL	Resource and Demand Balancing 资源和需求平衡	MOD	Modeling, Data and Analysis 模拟、数据和分析
CIP	Critical Infrastructure Protection 重大设施保护	ORG	Organization Certification 机构认证
COM	Communications 通信	PER	Personnel Performance, Training and Qualificat-ions 人员培训和资质认证
EOP	Emergency Preparedness and Operations 紧急预案和运行	PRC	Protection and Control 保护和控制
FAC	Facilities Design, Connections and Maintenance 设施的设计联网和维修	TOP	Transmission Operations 输电系统运行
INT	Interchange Scheduling and Coordination 功率交换和协调	TPL	Transmission Planning 输电规划
IRO	Interconnection Reliability Operations and Coordination 互联运行可靠性和协调	VAR	Voltage and Reactive 电压和无功控制

4.2.2　配电网可靠性准则

配电网方面各国大都已使用概率性准则，并规定一组可靠性指标作为统计和评估分析的依据。

全球性电力管理体制市场化的转变，促使各国广泛研究适应市场竞争的经济性准则，并进一步将供电质量作为电力这一商品的属性，通过供电质量越限惩罚方式，列入电价机制，并结合其他管理措施，取得了降低成本、提高运行效率的显著成果。例如，挪威研究了各种供电可靠性指标，以建立供电质量和用户意愿质量付费之间的平衡分析，鼓励电网公司与用户签订缺供电量补偿（Compensation for Energy not Supplied，CENS）方式的协议，以 BKK 公司为例，最近 5 年期间，降低成本 40%，减少员工 16%，降低电网供电电费 40%。此外，经济性准则和低质供电赔偿方式的采用促使进行以下两方面的研究：

4.2.2.1　供电量不足损失的研究

电量不足损失代表了由于缺供电量使用户遭受的社会经济损失，一般将其表达成不足电量与故障停电单位电量损失的乘积。

这一损失费用的计算非常复杂，取决于停电形式、停电持续时间、用电形式等因素，其中工业生产部门可以得到较精确的调查结果，而居民用户的调查多是根据主观的估计。

这方面许多国家做了大量工作，其中尤其北美作了系统性的研究，并将经济分析方法推荐在 IEEEstd-493：1997*Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*（《IEEE 工业和商用配电系统规划设计可靠性推荐标准》）标准中。该标准全面论述和提供了与工业和商用（含居民、市政办公等）配电系统规划设计可靠性有关的丰富资料和相关规定，包括：可靠性概率评估方法基本概念，电力系统可靠性评估基础，可靠性经济分析基础和计算方法，停电损失数据，设备可靠性数据，可靠性分析实例等。同时，该标准还述及事故和工作备用，预防性维修，现运行系统可靠性及其改善措施等方面的内容。这一推荐标准为各公司制定具体准则提供了全面详实的理论方法和数据基础。

例如标准要求供电公司提供电网设计方案的供电可用率评估指标，并在电网结构图的细目中，要标出各主要设备的可用率。还在停电损失计算中给出了工业和商业大楼临界停电持续时间（Critical Service Loss Duration for Industrial Plants and Critical Service Loss Duration for Commercial Buildings），即不致引起相应用户造成重大损失的最大停电持续时间统计信息，示于表 7.5-2 和表 7.5-3 中。

表 7.5-2　　工业用户临界停电持续时间

25 百分位数	中位数	75 百分位数	设备故障持续时间为 1～10 周波造成的工厂平均停运时间
10 周波	10s	15min	1.39h

表 7.5-3　　商业用户临界停电持续时间

≤1 周波	≤2 周波	≤8 周波	≤1s	≤5min	≤30min	≤1h	≤12h
3%	6%	9%	15%	36%	64%	74%	100%

注　末行数据为引起重大停电损失的统计用户百分数。

4.2.2.2　低质供电补偿范围的研究

法国、西班牙、阿根廷、芬兰、挪威、英国等均已进行了大量研究，并已开始试行。例如，法国电力公司在 20 世纪 90 年代即已提出低质供电的补偿原则如表 7.5-4 所示。

表 7.5-4　对供电用户停电付费补偿的推荐限值

1995～1998 年	农村	中、小城市	大城市	城市中心
长时间停电最高次数	6	3	3	2
短时间停电最高次数	30	10	3	2
2005 年	农村	中、小城市	大城市	城市中心
长时间停电最高次数	2	1	1	<1
短时间停电最高次数	5	2	1	<1

第 6 章 电力可靠性技术和管理的发展

1 可靠性和经济学

1.1 可靠性成本效益分析

随着电力市场的发展，电力公司在经营决策中需计及可靠性价值，在投资与适当的可靠性水平之间加以权衡，常用成本—效益分析法研究电力系统可靠性与其建设和运行的经济性之间相互制约和相互协调的关系。电力系统可靠性成本可定义为供电部门为使电力系统达到一定供电可靠性水平而需增加的投资成本及运行成本。可靠性效益可定义为因电力系统达到一定供电可靠性水平而使用户减少的停电损失，即获得的效益。电力系统可靠性成本—效益分析曲线如图 7.6-1所示，其目标函数可表示为

$$TC = UC + CC \tag{7.6-1}$$

式中：UC 为可靠性投资成本（即增强性措施的成本，如增建线路、断路器等）曲线；CC 为停电损失曲线；TC 为可靠性总费用曲线。

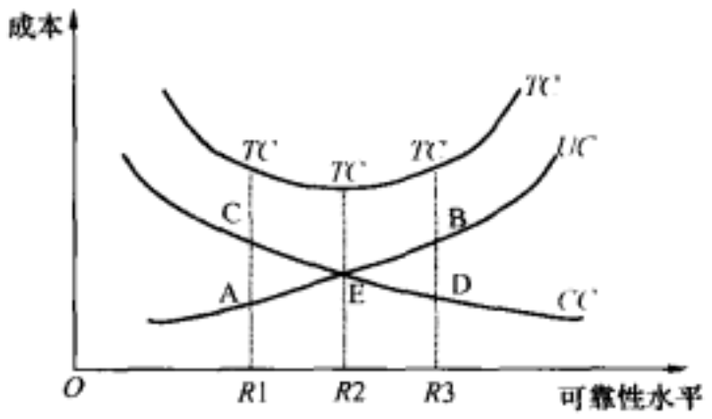


图 7.6-1 可靠性成本—效益分析曲线

图中当可靠性为 $R2$ 时，系统总费用（投资和停电损失之和）最小，是系统最优可靠性水平。

1.2 电力系统可靠性优化

可靠性优化是以概率论为基础，以计算机为手段，将可靠性与最优化技术融为一体，在保证合理的可靠度等技术指标的前提下，寻求最优的技术经济指标的设计方案。

可靠性优化规划：确定在何时、何地投建何种类型的电力设备，以达到规划周期内所需要的电力供给能力，在满足电力系统可靠性等技术指标（如：可靠性、$N-1$、备用、电压、……）的前提下使电力系统的总费用（含停电损失费用、燃料费用、运行费用和功率损耗等）最小。可靠性优化规划与一般规划优化的直观区别在于：在约束条件中增加可靠性指标的约束，在目标函数中增加停电损失费用等体现可靠性的因子。

可靠性优化运行：在满足技术指标的前提下，尽可能提高运行的经济性，即合理利用现有的资源和设备，以总费用最小的方式满足用户的供电需求。可靠性优化运行与一般运行优化的直观区别在于：在目标函数中增加停电损失费用来体现可靠性的影响。

可靠性优化规划的简化模型如下

$$\min C(X,Y) = \sum_{i=1}^{5} C_i(X,Y)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} R(X,Y) \geqslant R_0 \\ g(X,Y) = 0 \\ h(X,Y) \geqslant 0 \end{cases} \tag{7.6-2}$$

式中：X 为决策变量，即 $X = (X_1, X_2, \cdots, X_m)$ 表示设备增装的选择变量；Y 为状态变量，如节点电压等；$C_1(X,Y)$、$C_2(X,Y)$、$C_3(X,Y)$、$C_4(X,Y)$ 和 $C_5(X,Y)$ 分别表示系统增装设备的费用、运行费用、停电损失费用、燃料费用和功率损耗等；$C(X,Y)$ 表示系统总费用，为计算方便前述费用值常用等年值表示，其值需根据设备使用寿命、负荷、可靠性等综合确定；$R(X,Y)$ 为系统可靠性指标；R_0 为设定的最低可靠性水平，可以选择 EENS、LOLP 等；$g(X,Y)$ 为等式约束方程；$h(X,Y)$ 为不等式约束方程，如线路容量、节点电压等。

可靠性优化运行的简化模型如下

$$\min C(X,Y) = \sum_{i=1}^{3} C_i(X,Y)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} R(X,Y) \geqslant R_0 \\ g(X,Y) = 0 \\ h(X,Y) \geqslant 0 \end{cases} \tag{7.6-3}$$

式中：$X = (X_1, X_2, \cdots, X_m)$，为决策变量，例如开关状态、机组功率等；$Y$ 为状态变量，如节点电压等；$C_1(X,Y)$、$C_2(X,Y)$ 和 $C_3(X,Y)$ 分别表示系统停电损失费用、燃料费用和功率损耗；$C(X,Y)$、$R(X,Y)$、$g(X,Y)$ 和 $h(X,Y)$ 意义同前。当然，也可在诸如经济约束等条件下，选择 $R(X,Y)$ 最大为目标函数。

当优化模型中的变量 X 和 Y 具有随机性，即用随机变量表示时可得到广义可靠性优化模型。实际应用中，还应根据需要，计入诸如暂态稳定、电压稳定等其他约束条件，以及长期规划的负荷预测不确定性等因素。

1.3 配电网开关优化配置

配电网开关优化就是确定馈线上断路器、隔离开关、负荷开关、分支线上熔断器以及切换开关等的最佳位置和数量，以提高系统可靠性，减少停电损失，属于可靠性优化应用的一个典型例子，通常是采用等年值法来选择综合年费用最小的配置方案。综合年费用包括开关设备投资、运行维修和停电损失费用。

1.3.1 投资费用

开关设备投资费用的等年值由下式给出

$$C_s = \sum_{j=1}^{M} \left[N_j C_{sj} \frac{(1+i)^{P_j} i}{(1+i)^{P_j} - 1} \right] \tag{7.6-4}$$

式中：M 为开关的类型总数（开关类型有断路器、隔离开关、负荷开关、熔断器、切换开关等）；N_j 为第 j 种开关增装的台数；C_{sj} 为第 j 种开关单台投资现值（即现值单价）；i 为贴现率；P_j 为第 j 种开关设备的使用寿命；C_s 为开关设备总投资现值对应的等年值。

1.3.2 运行维修费用

每年开关的运行维修费用常按其投资的百分数给出

$$C_M = C_{SO} H \tag{7.6-5}$$

式中：C_M为开关设备年运行维修费用；H 为运行费用占投资的比例系数。

1.3.3　停电损失费用

系统每年停电损失费用可用下式表示

$$C_L = \sum_{j=1}^{LP}\sum_{t=1}^{T_j} EENS_{jt} C_{LOSSjt} \tag{7.6-6}$$

式中：LP 为负荷点总数；T_j为负荷点 j 的停电持续时间分类总数；$EENS_{jt}$为负荷点 j 当停电持续时间 t 所对应的缺供电量；C_{LOSSjt}为负荷点 j 当停电持续时间 t 所对应的单位停电损失；C_L为系统每年的停电损失费用。

1.3.4　开关优化配置的数学模型

目标函数

$$\min C = C_S + C_M + C_L \tag{7.6-7}$$

约束条件：

（1）可靠性约束

$$R \geqslant R_0 \tag{7.6-8}$$

式中：R 为一定配置模式下的系统可靠性指标；R_0为系统允许最低可靠性水平。

（2）节点电压约束

$$U_{min} \leqslant U \leqslant U_{max} \tag{7.6-9}$$

式中：U_{min}、U_{max}分别为节点电压最低和最高限值。

（3）支路过负荷约束

$$I \leqslant I_{max} \tag{7.6-10}$$

式中：I_{max}为支路安全电流。

（4）树状运行约束，其中约束条件（3）和（4）主要针对有联络开关优化的情形。

1.3.5　算例

应用免疫算法对 RTS-BUS6 系统进行开关优化配置。该系统为一带分支馈线的复杂中压配电网，有节点 83 个，负荷点 40 个，用户 2938 户，总平均负荷 10.715 5MW。计算中采用以下数据：断路器 5 万美元/组、分段开关 0.47 万美元/组、熔断器 0.061 万美元/组；设备使用寿命为 20 年，每年运行维修费用按投资的 3%计算；折现率 i 为 10%；停电损失2.810 43美元/kWh。图 7.6-2 给出最优方案 1 对应的开关配置结果。计算结果见表 7.6-1（表 7.6-1 中给出 3 个优化方案）。

表 7.6-1　　RBTS-BUS6 系统开关最优配置

最优方案		1	2	3
断路器位置		48、53	48、53	45、53
分段开关位置	首端	31、37、39、44、45、50、59、64	17、31、37、39、44、45、50、59、64	31、40、50、59、60
	末端	7、17、21	7、21	7、17、21
系统可靠性指标	SAIFI	1.027 4	1.027 4	0.979 6
	SAIDI	6.551	6.550	6.571
	ASAI	0.999 252 19	0.999 252 28	0.999 249 92
	ENS	70 916.24	70 916.94	71 894.86
设备总投资		15.17	15.17	13.76
设备每年投资费用		1.781 863	1.781 863	1.616 244
设备每年运行费用		0.455 1	0.455 1	0.412 8
停电损失		19.930 510	19.930 710	20.205 546
经济效益		13.573 962	13.573 766	13.506 849

注　表中 *ENS* 单位为 kWh/年，经济指标的单位均为 10^4 美元。

由表 7.6-1 可知：开关优化配置后与配置前相比，系统

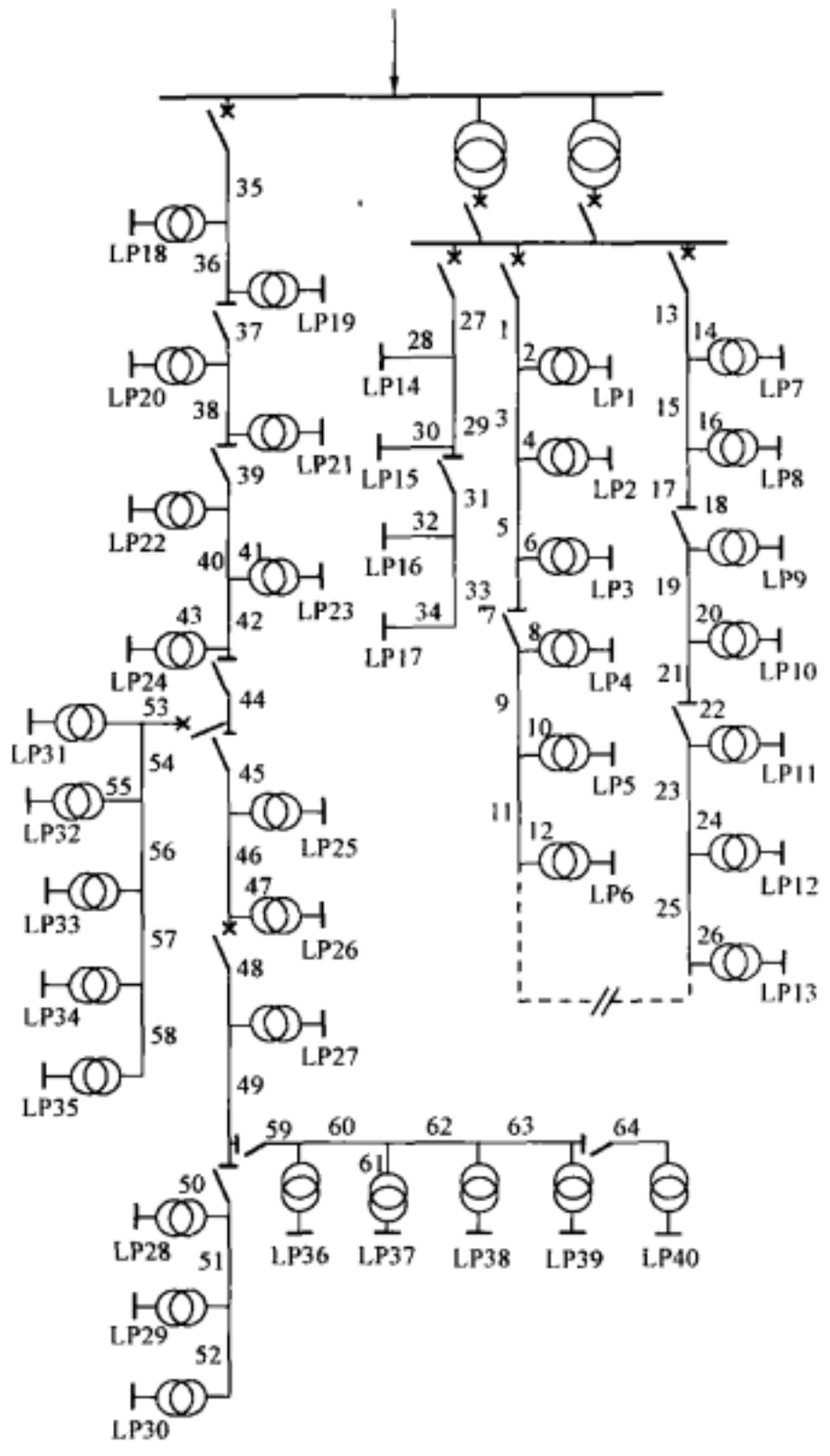


图 7.6-2　RBTS-BUS6 的开关最优配置

的净效益为 135 739.62 美元/年，对社会和电力公司都具有重要的意义。

2　以可靠性为中心的维修

2.1　引言

“以可靠性为中心的维修”的理念开始于 20 世纪 60 年代末期，美国航空业对预防性维修进行重新审视和评估。采用了决策树按足以保证飞机飞行功能的维修计划进行优选排序的新技术。美国国防部于 1975 年将这个概念直接命名为“Reliability Centered Maintenance”（RCM），应用到主要的军队系统。

可靠性为中心的设备维修 RCM 的基本原则是：某个元件的重要性及其维修策略主要不是依据其本身的状况，而是取决于它对系统可靠性的影响。

2.2　定义和特点

“以可靠性为中心的维修”，按 DL/T 861—2004《电力可靠性基本名词术语》的定义为“按可靠性工程原理组织维修的一种科学管理策略。即按最少维修资源消耗保持产品固有可靠性和安全性进行预防性维修的原理逻辑或系统性方法。”在美国核发电可靠性计划中定义为：“对系统和子系统功能、功能失效和主要故障模式进行识别、排序以及选择可行而有效的预防性维修作业的一系列有序步骤。”

RCM 的主要目的是要保持系统功能。与传统观念最重要的不同之处在于，这里的目标不是首先保证某设备的运行。虽然，要通过保持设备运行来从根本上保证系统的功

能，但这并不作为 RCM 过程的首要要求。因此在安排预防维修计划时，需要首先考虑哪些设备与系统功能相关，而不是每一设备都同等重要。其特点是：①预防性功能；②可能计及失效模式对系统功能的影响；③按对功能影响的大小进行优选排序（通过失效模式分析）；④只选择可用而有效的维修方案。

美国的几个核电公司已开始采用 RCM 从中可以取得以下主要效果：①降低和控制运行维护成本；②提高电厂的可用率。此外，还可在维修管理方面取得效益，包括减小电厂退出运行的机会；更准确的备件和库存计划；更有效的预防性维修（PM）计划和日程安排；降低矫正性维修的成本。

同时，在电厂实施 RCM 从提高可用率方面取得的效益将更为可观。

所有这些说明，RCM 对长期运行的电厂和复杂电力系统展现了潜在的巨大效益。

2.3 维修方案比较

维修方案是指单个元件的维修计划或涉及多个元件的一揽子维修方法。进行比较的一般步骤是：①根据对设备状态的评估和实施维修过程的约束，拟定备选方案；②建立维修元件所属系统的风险评估模型；③对各个方案进行风险评估，最好采用期望缺供电量（EENS）类型的指标，它组合了失效概率与失效后果的信息，如果难以计算这种指标，也可以仅采用概率指标；④如果必要，还应进行经济分析；⑤根据系统最低风险或总费用最小准则，确定最佳维修方案。

电力系统运行中有许多时变因素，例如负荷变化、不同季节的发电方式、水库蓄水状态和线路额定容量等。这使得同一设备在不同时间维修停运，将对系统运行风险有不同影响。因此，确定维修进度和期限是 RCM 的又一重要任务。

确定最低风险维修日程计划的步骤是：①建立维修元件所属系统的风险评估模型；②针对可进行维修停运的所有可能的时段，逐一改变维修日程，分别进行系统风险评估，一般来说，这一步骤使用蒙特卡洛模拟法比状态枚举法更方便；③比较结果，确定最佳方案。

元件重要性排序也是维修计划优化安排的重要信息。有必要根据元件失效对系统影响的程度进行重要性排序。不同工况下每个元件失效的影响也有很大差异，可以用状态概率与后果相结合的风险指标来量化这种影响。元件重要性排序的计算步骤如下：①建立系统风险评估模型；②评估原始基本系统的风险，此时，系统中所有元件都处于运行状态，但可能随机失效；③评估一个元件退出运行时的系统风险，此时所有其余元件仍处于运行状态，但可能随机失效；④对考察的元件逐一重复步骤③；⑤计算基本系统和一个元件退出运行时系统风险指标的差值；⑥根据各元件对系统风险的影响建立元件重要性的排序表。

2.4 最低风险维修概念

RCM 中风险评估需要分析的基本问题是：①确定一个元件维修停运的系统状态为初始状态，然后对其他元件所有可能的后续失效事件组合进行模拟；②评估失效元件对系统风险的影响；③维修停运需要的持续时间一般比可进行维修的时间期间短，需要考虑维修停运持续时间在可进行维修期间内的安排。

2.5 示例

引用参考文献［7，8］的一个算例说明最低风险维修理念的应用。

有四条 500kV 线路，构成从发电中心到负荷中心的供电走廊，如图 7.6-3 所示。线路传输容量满足 $N-1$ 准则。计划停运线路 1、2 和 3，以修复几基损坏的杆塔。线路 2 需要 10 天修复时间，线路 1 和 3 均需要 5 天修复时间。计划在 9～10 月进行维修，考虑以下两个维修方案：①串行维修方式：9 月 19～28 日维修线路 2，9 月 29 日～10 月 3 日维修线路 1，最后在 10 月 4～8 日维修线路 3；②并行维修方式：9 月 19～28 日维修线路 2，同时开始线路 1 的维修（9.19～9.23），后 5 天（9.24～9.28）接着维修线路 3，如图 7.6-4 所示。两种方案的优缺点既略有矛盾，又互相补充。方案 1 的维修时间是方案 2 的两倍，意味着系统处于较高风险的时间更长；但另一方面，方案 1 较方案 2 可减少维修期间的系统强迫失效事件，很难用传统确定性准则做出决策，但简单的风险评估即可使问题迎刃而解。

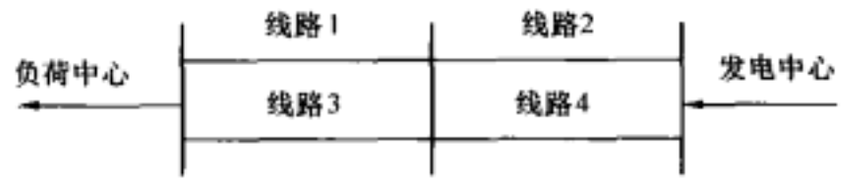


图 7.6-3 简单供电系统示例

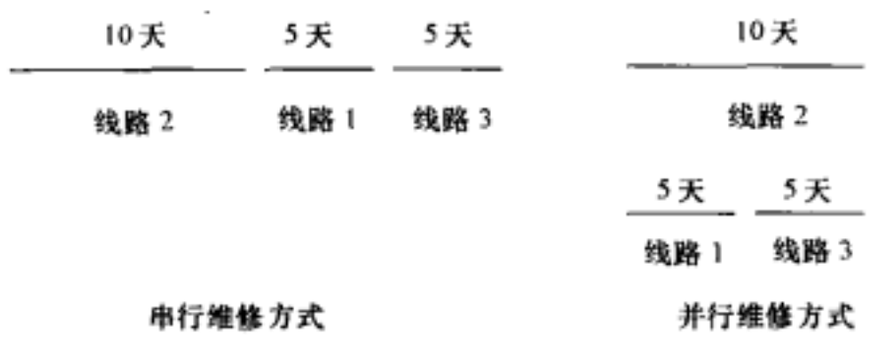


图 7.6-4 两种维修方案

假定发电中心的电源 100%可靠，负荷中心用集中负荷代表。只计及线路维修停运期间再发生单条线路强迫失效事件的影响。

统计数据：9 月份平均小时负荷为 1045MW，10 月份平均小时负荷为 1242MW。每条 500kV 线路的强迫失效频率和修复时间列于表 7.6-2。可见线路 1、2 和 3 的强迫失效频率比线路 4 大，说明失效频率并不一定与线路长度成比例。如果有足够的统计数据，应该分别使用各条线路的失效数据，不采用同一电压水平线路的平均数据。

由以上已知条件可分析两个方案的强迫失效事件为：

方案 1：①线路 2 停运的 10 天内（均在 9 月内），线路 4 失效；②线路 1 停运的 5 天内（其中 9 月 2 天，10 月 3 天），线路 3 失效；③线路 3 停运的 5 天内（均在 10 月），线路 1 失效。

方案 2（全部维修在 9 月份进行）：①线路 1 和 2 停运的 5 天内，线路 3 失效；②线路 1 和 2 停运的 5 天内，线路 4 失效；③线路 2 和 3 停运的 5 天内，线路 1 失效；④线路 2 和 3 停运的 5 天内，线路 4 失效。

表 7.6-2 每条线路的失效数据

线 路	失效频率（次/年）	修复时间（h/次）	长 度（km）
1	1.50	2.76	31
2	1.857	22.84	80
3	1.714	18.35	38
4	0.714	0.88	80

两个方案总的期望缺供电量计算结果为：方案 1：589.59MWh；方案 2：527.48MWh。可见，方案 2 的总期望缺供电量比方案 1 约低 10.5%，可作为实施方案。

可靠性为中心的设备维修提供了有效的量化分析工具，

而且计算并不一定总是很复杂，在某些情况下可以采用简单的风险评估方法来实现。

3　考虑老化失效的设备备用概率分析

3.1　引言

设备备用概率规划，是电力工业多年来的一个挑战性领域。备用问题与设备老化紧密相关，因此必须考虑设备老化失效的影响。作为一种常见现象的设备老化，已日益受到业界的重点关注，如果元件已接近寿命末期，风险评估中则应包含元件的老化失效模式。目前，电力公司设备规划中的备用分析，大多仍采用基于工程判断的确定性方法。同时，在电力系统的传统风险评估中仅考虑可修复失效，而忽略了老化失效，这将有可能导致低估电力系统风险。

电力系统中有两类设备备用概念：①离线备用，即库存尚未安装的备用设备；②在线冗余措施，例如，安装额外的可投切电抗器或电容器，系统正常运行时断开，需要时立即投入。

备用分析解决如下两个基本问题：①为维持系统可靠性需要多少备用，并且每台备用设备何时就位或投入？②论证备用在经济上的合理性。

本节引述参考文献［7］提出的分析方法和算例。

3.2　老化失效的影响

老化失效又可称为寿命终止失效，是一种不可修复的失效，没有修复时间的概念。当元件进入耗损期时，可能突然发生老化失效。老化失效是与历史（元件服役年龄）有关的条件失效事件。此外，老化失效的失效率随时间增长而增大，不能使用常数平均失效率。因此，应当分析老化失效模式和相应的模拟方法。

3.2.1　元件老化失效的概率

元件发生老化失效的概率是一个条件概率。参照图 7.6-5，定义元件发生老化失效的概率为：在给定元件已服役到 T 的条件下，在后续时间 t 内发生失效的概率。其中，T 是元件的服役年龄；t 是后续需要考虑的给定时间期间。同时定义元件存活概率为：在给定元件已服役到 T 的条件下，到 $T+t$ 时刻仍保持服役状态的概率。

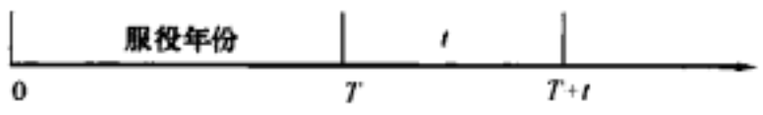


图 7.6-5　老化失效概念

元件发生老化失效的概率和存活概率可以用后验威布尔分布或正态分布来模拟。按可靠性函数的定义和条件概率的概念，给出元件已服役 T 年后，在其后续的时间 t 内发生老化失效的概率计算式如下

$$P_f = \frac{\int_T^{T+t} f(t)\mathrm{d}t}{\int_T^{\infty} f(t)\mathrm{d}t} \tag{7.6-11}$$

式中：$f(t)$ 为正态分布或威布尔分布失效概率密度函数。

3.2.2　老化失效引起的不可用率

元件老化失效引起的不可用率被定义为，给定元件已服役 T 年的条件下在时间期间 t 内不可用的概率。元件在时间 t 内的任一时刻可能会以不同的概率失效，因此这个不可用率应当是元件在时间 t 内不可用时间长度的条件数学期望除以时间期间 t。条件仍然是元件的服役年龄 T。可用率是 1.0 和不可用率之差。

发生老化失效的概率是元件在时间 t 内从服役状态向失效状态转移的概率；而不可用率是元件在时间 t 内不可用的平均概率。

后续时间期间 t 内元件平均不可用持续时间的通用公式为

$$UD_i = t-(2i-1)\Delta x/2 \quad (i=1,2,\cdots,N) \tag{7.6-12}$$

相应的不可用率为

$$U_a = \sum_{i=1}^{N} P_i \cdot UD_i/t \tag{7.6-13}$$

以上两式中：Δx 是对时间期间 t 等分时段的长度；N 是等分时段总数；UD_i 为当元件在第 i 个时段内失效时，在时间 t 内元件的平均不可用持续时间；P_i（$i=1,2,\cdots,N$）为第 i 时段内的失效概率。

在电力系统规划中，常常使用老化失效引起的年度不可用率，这种情况下，t 为一年。应当注意，由于作为条件的服役年龄 T 在规划期中逐年增长，因此，每一年的不可用率都需要重新计算。

用后验正态分布模拟老化失效时，没有精确的显函数式，可用近似计算式

$$P_i = \frac{Q\left[\frac{T+(i-1)\Delta x-\mu}{\sigma}\right]-Q\left(\frac{T+i\Delta x-\mu}{\sigma}\right)}{Q\left(\frac{T-\mu}{\sigma}\right)}$$

$$(i=1,2,\cdots,N) \tag{7.6-14}$$

式中：μ 和 σ 分别是正态分布的均值和标准差；函数 Q 近似为

$$Q(y)=\begin{cases} w(y) & y\geqslant 0 \\ 1-w(-y) & y<0 \end{cases}$$

$$w(y)=z(y)(b_1 s+b_2 s^2+b_3 s^3+b_4 s^4+b_5 s^5)$$

$$z(y)=\frac{1}{\sqrt{2\pi}}\exp\left(-\frac{y^2}{2}\right)$$

$$s=\frac{1}{1+ry}$$

$$r=0.231\ 641\ 9,\quad b_1=0.319\ 381\ 53$$

$$b_2=-0.356\ 563\ 782,\quad b_3=1.781\ 477\ 937$$

$$b_4=-1.821\ 255\ 978,\quad b_5=1.330\ 274\ 429$$

3.3　基于可靠性准则的设备备用分析概念

备用分析针对设备组进行。组中的每个元件都有各自的失效概率或不可用率，当其失效时，就必须投入备用设备以保证系统的正常运行。因此所需备用数量取决于对该设备组的可靠性要求。设备组的备用分析包括以下几个步骤：①计算设备组内各元件的不可用率；②评估各个失效事件的概率及整个设备组的失效概率；③基于给定的可靠性准则或概率费用模型进行备用分析；④对考虑的所有年份重复步骤①到③。

设有由三个元件构成的某设备组，已知每个元件的不可用率和服役年限，则可利用第 2 章及本节所述相关公式分别计算出各个元件的可修复失效和老化失效引起的不可用率 U_r 和 U_a。然后利用下面的式（7.6-15）计算相应元件的总的等效不可用率

$$U_t = U_r + U_a - U_r U_a \tag{7.6-15}$$

将三个元件的等效不可用率进行组合，计算出各个组合事件的累计失效概率。然后根据系统可接受的可靠性水平作出备用决策。

3.4　基于概率费用的设备备用分析概念

当难于确定可接受的设备组可靠性水平时，概率费用分

析法提供了一个更为实用的手段来判断备用的合理性。该方法是通过备用带来的设备组失效损失减少量和备用的投资费用来进行综合比较分析。其分析步骤是：①计算设备组中各个设备元件在所考虑年限内每一年的不可用率；②利用前述可靠性准则方法进行备用分析；③利用前述模型计算无备用、一台备用、两台备用、等情况下的失效损失，并生成规划年限内每一年由备用设备带来的失效损失减少量表；④使用经济分析的等年值法计算出一个备用元件的等效年度投资，在某一年，如果一台备用需要的年度投资正好少于由它带来的失效损失减少量，则应该在该年考虑加入一台备用，在失效损失减少量表中标记出应加入的备用设备的数量与年份；⑤计算所有备用设备需要的投资和由它们带来的失效损失减少量的两个资金流；⑥计算两个资金流的现值，进行效益/成本分析。

3.5 算例

电力工业市场化带来联络线上电能交易活动的日益频繁和平均交易水平的大大提高。特别是实时电能交易模式使电价具有很强的波动性和时变性。一台 500kV 电抗器即使很短时的导致输出容量减少的停运，也可能引起电力公司潜在收入的大量损失或高额的经济惩罚。因此，电抗器的冗余度已变成了需要重点考虑的问题。通过备用概率分析来解决这一问题时，需要注意以下因素：①联络线上的输出能够达到最大传输容量值的累积时间只占一年中的一小部分，意味着在这个“小部分”的期间内发生电抗器失效的概率较低；②包括电抗器在内的输电设备在不断老化，而老化电抗器的失效概率在不断增大。

3.5.1 研究条件和数据

要求计算的系统中共有 47 台三相 500kV 电抗器。由过去 15 年的统计数据获得电抗器的可修复失效率和平均修复时间（参见文献 [7，8]）。这些电抗器的服役年龄在 8～32 年之间，其中一半超过了 30 年；据此利用统计分析方法，得出其平均寿命为 37.6 年，具有 6.9 年的标准差，用于老化失效模型分析。计算中应当注意，老化失效不可用率会随使用年限而逐年增加。通过对公司的实际电力输出曲线和相应时期的实时交易电价统计研究，分别获得功率损失和电价的离散概率分布。

3.5.2 冗余度分析

用概率费用分析方法估计 2001～2006 年在不同冗余度水平下 500kV 电抗器不可用率所引起的期望经济损失，其结果参见参考文献 [7，8]。最后计算出第一台到第四台冗余电抗器所带来的经济效益，也就是期望经济损失的减少量，其结果见表 7.6-3。

这个算例提供的概念和所用方法具有通用性，可以应用于其他类似的在线无功设备冗余度评估。

表 7.6-3 冗余电抗器带来的经济效益

年 份	电抗器(100 万加元/年)			
	第 1 台	第 2 台	第 3 台	第 4 台
2001 年	5.47①	1.06①	0.134	0.015 5
2002 年	6.21	1.52	0.24	0.025
2003 年	6.84	2.11	0.40	0.040
2004 年	7.30	2.78	0.66①	0.115
2005 年	7.52	3.51	1.02	0.215
2006 年	7.53	4.22	1.50	0.370

① 应加装电抗器。

4 基于可靠性的输电服务

4.1 市场环境下可靠性的新特点

市场化的运营机制使电力系统运行和规划中的不确定性因素骤增，这意味着运行和规划人员更加难于准确预知系统的运行特性，由此对系统可靠性产生深层的影响和巨大的冲击。市场环境下的不确定性因素主要表现在：①电源建设的不确定性；②电网规划的不确定性；③调度运行的不确定性。

由于系统面临的不确定性因素日益增加，系统运行风险也随之凸现，而维护系统可靠性的职责也在发生变化。在传统垂直一体化管理模式下，电力企业必须承担维护系统可靠性的职责和义务，而维护系统可靠性所付出的成本则以电价的方式反馈到每个用户头上。而在电力市场环境下，系统可靠性将由所有市场参与者共同来维护和承担，系统的可靠性背后隐含了深刻的经济含义。

4.2 基于可靠性的输电服务定价

本节引述参考文献 [7，8] 的概念和方法。

4.2.1 输电服务定价中的可靠性因素

合理的输电服务价格是电力市场运行的关键，不仅能够回收电网公司的建设和运营成本，还能引导新增容量和用户合理用电，促进电网投资，保证电网可靠性。合理的输电服务定价方法应满足如下原则：

(1) 公平性：公平对待所有用户。

(2) 经济性：满足投资需要的全部回收，并鼓励新发电厂的正确选址。

(3) 可靠性：使系统中的所有参与者共同分担系统可靠性的责任。

在唯利的电力市场中，各电力实体可能以牺牲可靠性为代价换取其经济效益的最大化，导致经济性与可靠性之间的矛盾日益突出。在输电服务定价中应考虑可靠性因素，通过价格杠杆让市场参与者在经济性和可靠性之间寻求平衡，对危害可靠性来攫取经济利益的参与者予以惩戒，而对促进可靠性的参与者予以激励。

4.2.2 输电服务费用的构成

输电服务费用是指承担输电业务的输配电网在提供输电服务时所花费的成本。通常，输电服务定价涉及到如下几个主要部分：现有输电系统的使用价值；运行、维护和管理费用；系统加强改造的投资；旧设备维修更换资金；网损分摊；机会成本（阻塞成本）；重新安排发电计划和经济调度的成本；系统可靠性费用；辅助服务费。

已有的输电服务定价方法可归为如下三类：①综合嵌入成本法；②边际或增量成本法；③市场驱动法（电力竞价拍卖模型）。大多数方法并没有包括以上提到的所有部分，特别是系统可靠性费用分量计算的研究较少。

4.2.3 系统可靠性费用模型

在输电服务定价中应该考虑系统可靠性分量，这是因为任一新过网用户或负荷接入系统都会引起系统风险增加一个增量，风险增量意味着潜在的损失费用，也表示对输电网加强的潜在需要。可靠性费用分量必须反映长期投资要求，根据用户对系统可靠性的影响，公平对待网内、过网和发电等各类用户；并且要送出一个价格信号以鼓励发电厂（例如独立发电商）正确选址。为了在输电服务定价中计入可靠性分量，需要进行三项工作：①量化风险费用或可靠性价值；②量化各类用户对输电系统风险的影响；③在费率设计中整合可靠性分量。

4.2.3.1　基本概念

（1）可靠性增量价值。单位投资成本（Unit Investment Cost，UIC）表示系统传输容量每增加 1MW 所需要的每年平均投资金额，它等价于当系统负荷每增加 1MW 而要维持系统可靠性不变所需要的每年平均投资金额，单位为加元/（年·MW）。

平均单位不可靠性增量（Average Unit Incremental Unreliability，AUIU）定义为每增加 1MW 负荷所引起的风险指标的平均变化量，风险指标建议使用电量不足期望指标（Expected Energy not Supplied）。

用单位投资成本（UIC）除以平均单位不可靠性增量（AUIU）可以得到单位可靠性增量价值（Unit Incremental Reliability Value，UIRV）。单位可靠性增量价值（UIRV）的单位为元/（年·单位可靠性变化量），可被用作应支付费率或应得补贴费率。如果用户使系统可靠性下降，那它应当支付相应费用；反之，它就可能获得应有补贴。

（2）用户对系统可靠性的影响。输电服务用户可以分为三类：网内用户（即纯负荷用户）、发电商用户（即纯发电用户）、过网用户。如果系统中接入一个负荷，通常会引起输电系统增加一个风险增量，因此应根据其对系统可靠性的负面影响用单位可靠性增量价值（UIRV）作为费率计算它的应支付费用；如果系统中加入一台发电机，特别是当它靠近负荷中心时，通常会引起输电系统一个负风险增量，因此应该按同样的费率对其进行补贴（负的支付费）；过网用户相当于接入系统一个负荷以及一个位于不同位置的相同容量的发电机，需分别计算其负荷和等值发电机的影响。

单位可靠性增量价值是公平对待各类用户的付费率或补贴率，它为发电机（包括过网用户的等值发电机）提供补贴，补贴数量取决于在不同位置的发电机的不同影响。因此，它成为一个激励因素以鼓励新发电机的正确选址。

4.2.3.2　计算方法

（1）单位可靠性增量价值（UIRV）：

1）根据输电发展规划中为响应负荷增长而提高系统输电容量的系列加强项目来计算单位投资成本（UIC）。

2）以一个系统加强项目完成的当年为参考年，在参考年到下一个加强项目完成的前一年这段时期，使用第二个加强项目完成前的网架对输电系统进行两次风险评估。第一次评估使用参考年的负荷水平，第二次评估使用该期间末年的负荷水平。对所有加强项目期间重复上述计算过程，按式（7.6-16）计算平均单位不可靠性增量（AUIU）

$$AUIU = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\frac{EENS_{ei} - EENS_{si}}{LG_i} \tag{7.6-16}$$

式中：$EENS_{si}$ 和 $EENS_{ei}$ 分别是第 i 个加强项目期间首年和末年的电量不足期望；LG_i 为该期间首年和末年之间的系统负荷增长量；N 是所考虑的加强项目个数。

3）单位可靠性增量价值（UIRV）计算如下

$$UIRV = \frac{UIC}{AUIU} \tag{7.6-17}$$

其单位为加元/（年·单位 EENS 增量）。

（2）发电用户因改善可靠性的应得补贴（Generation Credit for Reliability Improvement，GCRI）

$$GCRI_i = (EENS_{Bi} - EENS_{Gi}) \times UIRV \times AF_i \tag{7.6-18}$$

式中：$EENS_{Bi}$ 和 $EENS_{Gi}$ 分别是新增第 i 台发电机前后的 $EENS$ 指标；AF_i 是发电机 i 的可用概率。对于过网用户的等值发电容量，AF_i 在服务协议中规定。对于实际发电机，AF_i 可通过下式计算

$$AF_i = 1.0 - (FOP_i + MOP_i + POP_i + OOP_i) \tag{7.6-19}$$

式中：FOP_i 是强迫停运概率；MOP_i 是维修停运概率；POP_i 是非维修原因的计划停运概率；OOP_i 为其他停运概率。

（3）负荷用户因降低可靠性的应支付费（Load Charge for Reliability Degradation，LCRD）

$$LCRD_i = (EENS_{Li} - EENS_{Bi}) \times UIRV \tag{7.6-20}$$

式中：$EENS_{Bi}$ 和 $EENS_{Li}$ 分别是新增第 i 个负荷前后的电量不足期望。

（4）支付发电用户补贴而造成的负荷用户付费率（Load Charge Rate Due to Generation Credit，LCRGC）

$$LCRGC = \frac{SF \times \sum_{i=1}^{M} GCRI_i}{EL + IL + \sum_{j=1}^{L} WL_j} \tag{7.6-21}$$

式中：$GCRI_i$ 是应支付给第 i 台发电机的补贴；WL_j 是第 j 个过网用户的峰荷；EL 是现有网内总峰荷；IL 是增加的网内峰荷；M 是实际发电机和过网用户等值发电机的总台数；L 为过网用户数；SF 为电力公司和负荷用户之间的分摊系数，通常取值为 0.5。

4.2.3.3　费率设计

（1）过网用户的费率

$$CR_j = BR_j + \frac{LCRD_j}{WL_j} - \frac{GCRI_j}{WL_j} + LCRGC \tag{7.6-22}$$

式中：下标 j 表示第 j 个过网用户；CR_j 为综合服务费率；BR_j 为不包括可靠性分量的基本服务费率；WL_j 是过网用户峰荷；$LCRD_j$ 是过网用户的负荷因降低可靠性的应支付费；$GCRI_j$ 为过网用户的等值发电容量因改善可靠性的应得补贴；$LCRGC$ 是支付所有发电用户补贴引起的负荷用户的附加费率。

（2）网内用户的费率。有两种费率设计原则，即全系统邮票法和局部邮票法。前者对新、老负荷同等对待，由于新增负荷降低可靠性而应支付的费用在全系统负荷中分配，此时所有网内用户的基本费率都作相同的调整；后者是局部邮票法，即增加的负荷支付费用只由新增负荷来承担。式（7.6-23）采取第一种原则

$$CR = BR + \frac{\sum_{i=1}^{MI} LCRD_i}{EL + IL} + LCRGC \tag{7.6-23}$$

式中：CR 是网内用户的综合服务费率；BR 是网内用户的基本服务费率；$LCRD_i$ 是第 i 个新增网内负荷引起可靠性降低应支付的费用；$LCRGC$ 为支付发电用户补贴引起的负荷用户的附加费率；EL 为现有的网内总峰荷；IL 是增加的网内峰荷；MI 为新增网内负荷数。

如果应用第二个原则，则计算新增负荷用户的费率时，式（7.6-23）中第二项的分母就只剩下相应于新增负荷的 IL，而计算没有负荷增长的老负荷用户的费率时，整个第二项都不存在。

（3）发电用户应得的补贴。$GCRI$ 就是发电用户应得的年度补贴。发电用户所得补贴是发电机改善输电系统可靠性的奖励，与发电机的售电收入是两个不同的概念。

5　运行风险概率评估

大电网概率风险评估可以按照应用部门的不同而分为规划可靠性和运行风险概率评估两个重要研究领域。规划可靠性评估是面向规划设计部门，而运行风险评估则是面向调度部门。规划可靠性评估和运行风险概率评估的本质区别在于

研究时段的长短不同。规划可靠性是研究未来较长时期内（数月甚至数年）实现经济性和可靠性兼顾的条件下如何最大可能满足规划期内负荷的安全可靠供电，因此其侧重点在于保证所规划电网在整个规划期内的长期平均可靠性满足规定的可靠性准则；运行可靠性则是研究处于当前运行状态下的电网在最近时刻内（例如 15min、30min）遭遇元件随机故障并导致用户停电的风险，因此其侧重点在于从已知的电网运行状态出发实时预测较短时期内电网的抗风险能力。

5.1 运行风险概率评估的特点及作用

常规电网可靠性评估模型大都从规划角度研究电网的可靠性评估模型及算法，往往只能以离线方式对电网的几种基本运行方式进行分析评价，一方面为了保证足够的安全裕度，所选运行方式通常都考虑的较为严重，这往往导致低估系统的安全性能；在另一方面，系统的实时运行条件千变万化，并且由于电力市场运作的随机性导致系统的运行条件难以事先预测，而常规的离线可靠性评估却只能凭经验对有限的预想系统运行方式进行分析，这又导致高估系统的安全性能。因此，开展电力系统实时在线的运行风险概率评估模型及其软硬件关键技术的应用研究，对于充分利用系统的输电能力而又保持合适的安全裕度非常重要，同时也是电力系统安全稳定运行的重要安全屏障。

常规电网可靠性评估模型中，元件的可靠性参数采用长期统计平均值，而且在整个可靠性评估过程中元件可靠性评估模型和参数固定不变，而计算出的可靠性指标也往往采用期望值指标。按现有可靠性评估理论，大停电事件由于涉及到多重元件故障，因此发生概率很小，但其后果严重，而期望值指标等于各个系统状态的后果与概率乘积的求和，因此，多重故障的发生后果虽然是灾难性的，但对整个期望值指标的贡献量却很小，因此在评估过程中往往被遮蔽。后果严重的灾难性事件一般是在特殊的条件下发生，发生的前提是电网实时运行条件和气候条件，事故扩大又往往和继电保护动作情况，人为因素密切有关。因此，采用不变的可靠性模型和参数计算系统的长期平均可靠性无法真正客观评价实时运行系统的停电风险。

运行风险概率评估是通过实时收集被监控系统的状态信息，快速处理有关信息、通过调用运行风险评估算法进行风险分析，实时显示风险分析结果，当风险水平超过某一阈值时启动风险控制系统，并显示应急预案，使生产中的安全隐患能得到及时处理，保障安全生产，避免巨额财产损失和人员伤亡。因此，运行风险概率评估有别于规划可靠性的一个突出特点就是“实时性”，即实时收集信息、实时计算指标、实时显示结果。运行风险概率评估需要研究当前电网在数分钟内，系统在设备随机故障、电网安全约束及调度控制措施下的安全水平，有着“在线”可靠性评估的性质，因此必须建模精确且计算周期短，刷新速度快，实时性强，才能反映当前运行方式的可靠性水平。为了保证实时性，实时状态信息的快速采集以及评估算法的计算速度与精度问题是必须解决的首要课题，需要研究的内容包括如何从 EMS/SCADA 系统获取实时状态信息、伪信息数据的检测和矫正、未知信息的状态估计、运行风险指标体系的构建、快速评估模型和算法的研究等。

5.2 运行风险概率评估的国内外研究现状

基于概率的运行风险在线安全评估能够提供对电网现有运行状态抗风险能力的快速在线量化分析能力。相比于确定性的在线安全评估，它的主要好处在于能够得出反映故障可能性及其严重程度的概率风险指标，对电力系统面临的不确定性因素给出了可能性与严重性的综合度量，有助于增强运行人员对电网潜在问题的理解和认知。

1999 年美国成立了电力可靠性技术研究合作组织（Consortium for Electric Reliability Technology Solutions，CERTS），开展了电力市场环境下提高电网可靠性和加强电力市场效率的研究，试图借助先进的实时测量技术——广域测量系统将风险评估的理论和方法引入电网调度控制中心，以达到实时评估大电网可靠性的目的。其研究领域包括五个方面，即实时电网可靠性管理、可靠性与电力市场的交互作用、分布式电源对电网可靠性的影响、负荷的电价响应控制及其对电网可靠性的影响、可靠性技术问题和需求分析研究。其中，可靠性技术问题和需求分析研究中明确提出“开展有效的实时电网可靠性量测技术研究”。

我国在 2004 年启动了 973 国家重点基础研究项目“提高大型互联电网运行可靠性的基础研究”。此项目围绕提高大型互联电网运行可靠性的目标，从大规模电力网络特性和大面积停电机理，大型互联电网分布式计算的理论和方法，大型互联电网在线运行可靠性评估、预警及决策理论，提高电网的输电能力和输变电设备可靠性的关键技术四个方面开展基础理论和系统性的关键技术研究，建立电网运行可靠性的理论体系和新的分析方法，为提高大型互联电网运行可靠性的实用化技术提供科学依据。

IEEE 电力系统运行安全评估可靠性概率准则工作小组根据运行风险的基本定义“对电力系统面临的不确定性因素，提出可能性与严重性的综合度量”，建议运行风险指标的基本计算公式为

$$R_{isk}(X_{t,f}) = \sum_i P_r(E_i)\Big[\sum_j P_r(X_{t,j} \mid X_{t,f}) \times S_{ev}(E_i, X_{t,j})\Big] \tag{7.6-24}$$

式中：$X_{t,f}$ 为 t 时刻的运行方式；$X_{t,j}$ 为第 j 个可能的负荷水平；$P_r(X_{t,j} \mid X_{t,f})$ 为 t 时刻负荷水平为 $X_{t,j}$ 的概率；$P_r(E_i)$ 为第 E_i 个扰动出现的概率；$S_{ev}(E_i, X_{t,j})$ 为第 j 个负荷水平下第 i 个扰动发生后系统的严重程度。

5.3 运行风险概率评估研究的重点

5.3.1 实时状态数据的获取

电网运行风险概率评估是从现在时刻的电网运行状态出发，预测最近时段内（10、30min 等）遭遇停电风险的可能性及其严重程度。因此，对现在时刻电网运行状态信息的透彻认识和理解是实现预测准确性的基本要求和重要保障。随着大区电网的互联，互联电网日益向大规模甚至超大规模方向发展，其网络结构更加复杂、分布地域更广、元件更多，对如此复杂的大电网实现运行状态信息的实时在线同步采集已成为一个重大的技术难题。如今，基于动态同步测量技术的广域测量系统技术（WAMS）的研究正在兴起，这为大电网向着大面积实时监测和控制方向的发展提供了先进和可能的信息技术平台，为在线动态运行风险预警理论应用于实际电力系统提供了关键的技术支撑。

5.3.2 运行风险指标体系的构建

风险指标是从可能性和严重程度两个方面反映电网对扰动事件暴露程度的测度。常规基于平均意义的期望值指标难以深刻反映电网在短期内的运行特性，其最大的缺点是对发生概率小而影响程度严重的大停电事件产生“遮蔽”现象。因此，运行风险指标体系的构建是一个需研究的课题，指标

体系应便于学术研究和工程界的理解及使用，并能从充裕度和安全性两方面度量电网的可靠性性能，例如，应能体现电压失稳、暂态失稳和连锁性故障的可能性及其后果。

5.3.3　元件模型的建立

传统规划可靠性研究是从静态角度看待电网可靠性，即元件可靠性参数采用长期统计平均值，在所研究的整个规划时段内，元件可靠性模型和参数保持不变。然而，实际的元件可靠性参数本质上是以时间为变量的函数，其数值随元件老化程度、气候状态变化、元件负载状态等相关因素而实时变化，因此从运行风险的动态角度看待电网可靠性时，元件可靠性模型应采用时变模型。如何正确反映元件参数与诸多相关因素的内在关系，如何构建时变模型以正确反映其变化规律是一个有待深入研究的课题。

5.3.4　计算复杂性问题

运行风险概率评估是以当前运行状态为出发点，分析较近时段内系统运行状态发生各种变化的可能性及其变化后果，因此与规划可靠性类似，运行风险概率评估也面临由于“组合爆炸”带来的“计算灾”问题，特别是在运行风险概率评估中若要考虑安全性分析，则大电网动态稳定分析的计算复杂性问题将成为一个难以克服的计算瓶颈。如何缩减可靠性评估计算时间的研究已经有了大量研究成果，其中采用分布式并行计算是一个富有发展潜力的实用技术。分布式并行计算技术可以实现在多个处理器上通过相互通信协调完成同一个计算任务，它已经成功应用于潮流计算、暂态稳定、短路计算、最优潮流、状态估计等方面，随着分布式并行计算技术在运行风险概率评估应用研究中的开展，将为运行风险概率评估的实现提供技术支撑。

6　电网在线可靠性技术的应用及发展

为进一步深入分析大电网可靠性，识别网络瓶颈，需要及时从 EMS、MIS 和 SCADA 等系统自动采集与可靠性有关的信息，利用网络拓扑、元件电气参数等，对电网的故障事件进行信息分析（故障前后潮流信息、频率、电压、功率变化，断路器、继电保护和安全自动装置动作情况、动作时间等），研究设备故障和维修等状态下的大电网结构辨识，建立 DP 点和系统可靠性评价的指标体系、开发大电网可靠性统计评价系统，实现对电网运行的准确统计评价，为处理重大停电事件的预防或矫正性措施决策提供科学依据。因此，电网可靠性理论及技术的应用将在过去离线分析的基础上过渡到在线应用方面，成为保障电网安全与经济运行的重要手段。电网在线可靠性理论及技术的发展与应用主要体现在建立可靠性信息系统、研究开发适合在线运行要求的新的理论与技术、建立含概率分析基础的电网在线安全风险分析与预警系统等方面。

6.1　电网可靠性信息系统

电网在线可靠性信息系统（On-line Reliability Information Management System，ORIMS）可在线采集、传输、存储数据，并运用可靠性分析方法对所获得的数据进行离线或在线处理，以直观、友好的界面输出可靠性分析结果。

电网可靠性信息系统应具有以下基本功能：离线或在线生成可靠性数据；离线或在线分析当前电网可靠性性能；离线或在线预测电网未来可靠性性能。

功能处理流程主要包括以下步骤：

（1）对来自多个数据源的数据进行抽取、清洗、聚合、分解和转换，形成统一数据视图；

（2）在统一数据视图基础上，实现图形交互层图元信息与系统数据模型之间的映射和集成；

（3）在图形交互层基础上，利用系统数据，调用系统模型和可靠性算法，进行系统可靠性计算分析；

（4）将系统可靠性分析计算结果输出到图形交互层中。

由于我国电网规模庞大，根据电网的结构和组织模式，建设电网可靠性在线信息系统时，可分层构建。包括：

（1）按调度管理属性分层：针对可靠性信息系统进行分层组织和构建。

（2）按电压等级分层：对 220kV 及以上的电压等级可建立按电压等级建立的可靠性数据库和可靠性分析模型，便于清晰地了解和掌握该电压等级内影响可靠性的因素和该电压等级电网的运行可靠性水平。

（3）按元件与网络分层：根据我国电网西电东送和全国联网的实际情况，在以 500kV 超高压和更高电压等级（如特高压）进行跨大区输电时，可构建跨区域的针对大型电气设备和网络的可靠性信息系统，实现更及时和准确的可靠性数据收集和分析。

加拿大电气协会（Canadian Electricity Association，CEA）根据 1985 年的项目计划，开发了一个大电力系统 BES（Bulk Electricity System）元件和系统可靠性统计分析的综合数据库。与元件或设备的可靠性相区别，整个电力系统的可靠性可定义为，按所有终端用户的需求量连续供电的能力。系统的运行和控制功能就主要是提供大电力系统可靠性的这种总体性能。

这个数据库包括供电点（Delivery Point，DP）性能和重大停电（Significant Power Interruptions SPI）事件统计分析的两个统计报表系统。供电点性能信息系统提供测度供电点可靠性性能的信息，这是一种对在与配电系统接口断面处供电连续性的直接信号。重大停电事件统计则提供对用户有重大影响的大面积和局部停电的信息，并可提供各公司系统可靠性性能与整个业界性能的比较。

表 7.6-4 给出该系统的统计功能示例。

表 7.6-4　　加拿大各公司供电点停电数据统计总表（1996～2000 年）

公司	SAIFI		SAIDI		SARI		DUPI
	瞬时	持续	BES	负荷	BES	负荷	
×××…	仅成员公司可用						
全加拿大	1.07 (1.06)	1.15 (1.11)	143.69 (81.13)	133.86 (71.31)	124.80 (73.30)	116.29 (64.42)	113.07 (28.47)

注　表中()内数据为排除 1998 年冰雹期间停运事件的统计结果。

表 7.6-4 中的指标和相关术语定义如下。

大电力系统（Bulk Electricity System，BES）

BES 由以下电力资源构成：110kV 及其以上电压的母线、开关设备和线路，连接到这些母线或电路的所有变压器，以及这些变压器低压侧的母线等。BES 不包括配电系统。

供电点（Delivery Point，DP）

供电点是将 BES 电能传送到配电系统或专线用户的地点。供电点通常就是大电网降压变电站的低压母线。对由输电系统直供的用户，供电点则是电力公司和用户设备之间的交界断面。

瞬时停电（Momentary Interruption，MI）

供电点失去电源（电压）持续时间小于 1min 的停电。这种停电一般可由自动重合装置自动恢复供电，其持续时间非常短（数量级以秒计）。计算中将其持续时间设为零。

持续停电（Sustained Interruption，SI）

供电点失去电源（电压）持续时间 1min 及其以上的停电。除持续停电频率以外，还应统计 BES 电源和用户负荷二者的停电持续时间。如果由辐射式供电点供电，则供电点失去电源时，将会造成其全部用户负荷停电。但是在某些情况下，用户负荷也可能不停电，或比 BES 电源更快恢复供电。例如，环网运行的配电系统，或有另一个 BES 可切换电源回路的情况。

系统平均停电频率指标-瞬时停电（System Average Interruption Frequency Index-Momentary Interruptions，SAIFI-M I）

统计期间（通常一年）内供电点遭遇瞬时停电的平均次数

$$SAIFI-MI=\frac{\text{瞬时停电总次数}}{\text{统计的供电点总数}}$$

系统平均停电频率指标-持续停电 System Average Interruption Frequency Index-Sustained Interruptions（SAIFI-SI）

统计期间（通常一年）内供电点遭遇持续停电的平均次数

$$SAIFI-SI=\frac{\text{持续停电总次数}}{\text{统计的供电点总数}}$$

系统平均停电持续时间指标（System Average Interruption Frequency Index，SAIDI）

统计期间（通常一年）内供电点遭遇的平均总停电持续时间

$$SAIDI=\frac{\text{所有停电的持续时间总和}}{\text{统计的供电点总数}}$$

系统平均恢复时间指标（System Average Restoration Index，SARI）

供电点每次停电的平均持续时间

$$SARI=\frac{\text{所有停电的持续时间总和}}{\text{持续停电总次数}}$$

SARI 也可以由 SAIDI 除以 SAIFI-SI 获得。

供电点不可靠程度指标（Delivery Point Unreliability Index，DPUI）

以系统 1min 表示 BES 总体性能的不可靠程度综合指标

$$DPUI=\frac{\text{总缺供电量(MW·min)}}{\text{系统峰荷(MW)}}$$

6.2 电网在线可靠性技术的发展

随着电力系统运行可靠性的概念的提出，开始建立电网元件的时变可靠性模型来考虑电力系统运行过程中各种影响因素和控制措施的研究。

6.2.1 电网安全预测

可信性是用以描述性能及其影响因素—可靠性、维修性和维修支持性能的术语。早在 20 世纪 90 年代国际标准化组织就发布了 ISO 9000.4/IEC 300.1—1993 可信性大纲管理指南，突出了产品可信性的重要性。近年来国内学者将可信性理论引入电力系统风险预测研究，取得一定进展。

6.2.1.1 短期安全预测

预报系统 0～24h 的安全水平：

（1）评估当前的安全水平；

（2）为系统调度员提供一个超前的近期系统安全趋势，以便渡过高风险时期并了解这些高风险时期的原因；

（3）针对导致高风险运行的条件提供辅助决策，例如发电机重新组合，线路的开断或负载的转移。

6.2.1.2 中期安全预测

对今后 1 天到 1 周内系统的安全水平进行预报，应用预测结果可在制定运行方式时调整发电计划以保证系统的安全水平。

6.2.1.3 长期安全预测

对今后 1 年内系统的安全水平进行预测，可提供发电机和输电线路检修计划的依据。

6.2.2 电网安全控制的可视化辅助决策支持系统

美国电力研究所（Electric Power Research Institute，EPRI）研究了一个电网安全控制系统，其可视化流程如图 7.6-6 所示。图中 OL-RBSA（Online Risk-based Security Assessment）为可靠性在线计算引擎。

该系统可从三个方面反映系统的安全水平：

（1）网络层：元件、区域、系统。

（2）紧急事件：无紧急事件、单个特殊紧急事件、多个紧急事件。

（3）类型索引：过负荷、连锁过负荷、低电压、电压崩溃、多个事件组合。

此外，该系统还可用表计和棒图表示安全水平，以及给出时间函数的安全水平图示。

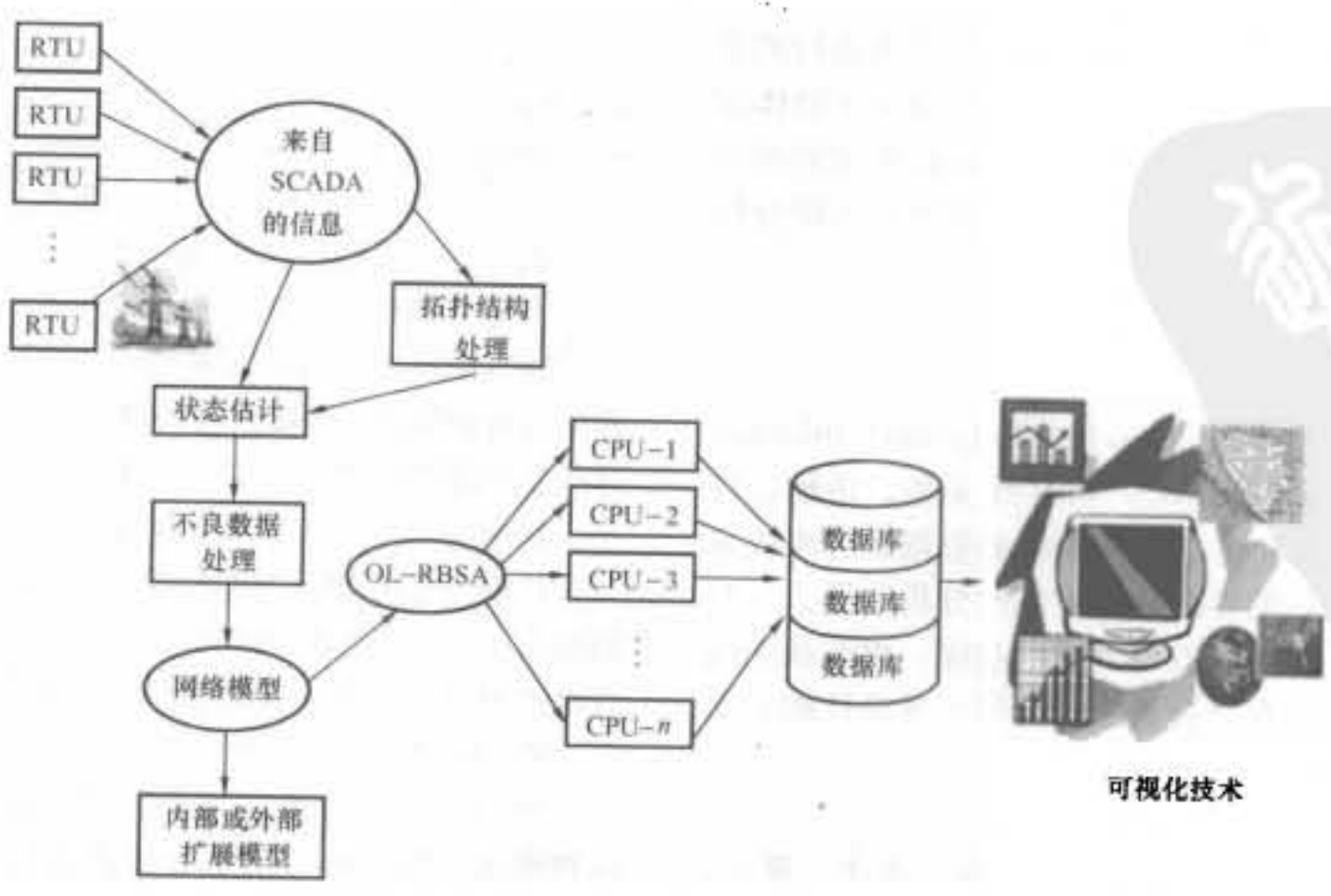


图 7.6-6 电网安全控制的可视化流程图

参 考 文 献

[1] 周孝信主编. 中国电力百科全书(电力系统卷)，北京：中国电力出版社，2000.

[2] IEC 60050(191) International Electro-technical Vocabulary Chapter 191：Dependability and quality of service, Amend 1, 1999.

[3] Bulk Electricity System Delivery Point Performance and Significant Power Interruptions, 1996－2000 Report, Electric Power System Reliability Assessment, DEA, Aug. 2001.

[4] North American Electric Reliability Council, Generating Unit Statistical Brochure 2004 Only, September 2005.

[5] Protocol for Reporting the Operational Performance of HVDC Transmission Systems, CIGRE study Committee 14－DC Links 14－97(WGD4).

[6] Reliability Criteria Used in Various Countries, Summary of the Papers Presented to the Meeting of Study Committee 37 in Oslo, June 1983.

[7] Wenyuan Li. Risk Assessment of Power Systems: Models, Methods and Applications, 2006.

[8] 周家启，卢继平，胡小正等译. 电力系统风险评估——模型、方法和应用. 北京：科学出版社，2006.

[9] R. Billinton, R. N. Allan. Reliability Evaluation of power system. Plenum, 1996.

[10] Billionton R, Wenyuan Li. Reliability assessment of Electric Power System Using Monte Carlo Methods. Plenue Press, 1994.

[11] 周家启，黄雯莹等(译). 工程系统可靠性评估. 科学技术文献出版社重庆分社，1988.

[12] 陈文高. 配电系统可靠性实用基础. 北京：中国电力出版社，1998.

[13] 郭永基. 可靠性工程原理. 北京：清华大学出版社，2002.

[14] 王锡凡主编. 电力系统优化规划. 北京：中国水利电力出版社，1990.

[15] 曾天翔等编. 可靠性维修性保障性术语集. 北京：国防工业出版社，2002.

[16] 曹晋华等著. 可靠性数学引论. 北京：科学出版社，1986.

[17] Mohan Munasinghe. The Economics of Power System Reliability and Planning. Johns Hopkins University Press, 1979.

[18] Probabilistic Security Assessment for Power System Operations, Prepared by the Task Force on Probabilistic Aspects of Reliability Criteria of the IEEE PES Reliability, Risk, and Probability Applications Subcommittee, 2004.

[19] IEEE Power Engineering Society IEEE Tutorial Course, Electric Delivery System Reliability Evaluation, 2005.

[20] Mireille Morazzani et al. Underground Power Networks of the Future What Degree of Reliability Is Appropriate? 15th CIRED, 1999. 6. 1—5, No. 1—6.

[21] Hector Manual Laspada. Regulation of Quality of the Electrical Service In Argentina, 15th CIRED, 1999. 6－1－5 No. 2－12.

[22] Matti Lehtonen, Fault Management In Electrical Distribution System Find Report of CIRED Working Group WG03 Fault Management, 15th CIRED 1999. 6－1－5 No. 3－0.

[23] Vivind Torkildsen et al, (BKK). The Norwegian Monopoly Regulation Regime Consequences for The Network Companies, 15th CIRED 1999. 6. 1－5, No. 6－0.

[24] 孙元章，程林，刘海涛. 基于实时运行状态的电力系统运行可靠性评估. 电网技术，2005(29)：15.

[25] T. Tayyib. Security Mapping and Reliability Index Evaluation. EPRI Final Report, September 2001.

[26] 冯永青、张伯明等. 基于可信性理论的电力系统运行风险评估. 电力系统自动化，2006(30)：1.

[27] 丁明，李生虎，吴红斌等. 基于充分性和安全性的电力系统运行状态分析和量化评价. 中国电机工程学报，2004，24(4)：43～49.

[28] 万官泉、任震等. 直流系统可靠性信息管理系统的设计与应用. 电力系统自动化，2005(29)：2

[29] R. Billinton, Hua Chen, Jiaqi Zhou. Generalized n+2 state system Markov Model for Station-Oriented Reliability Evaluation. IEEE transaction on Power System, 1997, 12(4)：1511-1517.

[30] 王锡凡，王秀丽，别朝红. 电力市场条件下电力系统可靠性问题. 电力系统自动化，2000(4)：19-22.

[31] Ming Ni, James D. McCalley, Vijay Vittal, etc. Online Risk-Based Security Assessment. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(1)：258-265.

[32] Ming Ni, James D. McCalley, Vijay Vittal, etc. Software Implementation of Online Risk-Based Security Assessment. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(3)：1165-1172.

[33] 史慧杰，葛斐，丁明等. 输电网络运行风险的在线评估. 电网技术，2005，29(6)：43-48.

[34] 李文沅，卢继平. 暂态稳定概率评估的蒙特卡罗方法. 中国电机工程学报，2005，25(10)：18-23.

[35] 别朝红，王锡凡. 复杂电力系统一类连锁反应事故可靠性评估模型和算法. 电力系统自动化，2001，21(20)：30-34.

[36] 陈为化，江全元，曹一家等. 电力系统电压崩溃的风险评估. 电网技术，2005，29(19)：6-11.

[37] 王韶，周家启. 双回平行输电线路可靠性模型. 中国电机工程学报，2003，23(9)：53-56.

[38] 赵渊，周家启. 周念成等. 大电力系统可靠性评估的解析计算模型. 中国电机工程学报，2006. 26(5)：19-25.

[39] 谢开贵，周平，周家启等. 基于故障扩散的复杂中压配电系统可靠性评估算法. 电力系统自动化，2001，25(4)：45-48.

第8篇 电力系统分析与仿真

主编单位： 中国电力科学研究院
西安交通大学

主　　编： 周孝信　王锡凡　林集明　汤　涌　曾南超

执　　笔： 周孝信　中国电力科学研究院
林集明　中国电力科学研究院
汤　涌　中国电力科学研究院
曾南超　中国电力科学研究院
王锡凡　西安交通大学
吴中习　中国电力科学研究院
田　芳　中国电力科学研究院
孙华东　中国电力科学研究院
易　俊　中国电力科学研究院
李　芳　中国电力科学研究院
李亚楼　中国电力科学研究院
岳程燕　中国电力科学研究院
宋瑞华　中国电力科学研究院
严剑锋　中国电力科学研究院

主　　审： 周孝信　中国电力科学研究院

第1章 绪 论

1 电力系统分析

电力系统分析是运用数字仿真计算或模拟试验的方法，对电力系统的稳态方式和受到扰动后暂态行为进行考察的分析研究。对规划、设计的电力系统，通过电力系统分析，可选择正确的系统参数，制定合理的电力系统方案；对运行中的电力系统，借助电力系统分析，可确定合理的运行方式，进行系统事故分析和预想，提出防止和处理事故的技术措施。

1.1 电力系统分析的内容

电力系统分析的内容包括稳态分析、故障分析和暂态分析三方面。

1.1.1 稳态分析

电力系统稳态分析主要研究电力系统稳态运行方式的性能，包括系统有功功率和无功功率的平衡，网络节点电压和支路功率的分布等，解决系统有功功率和频率调整、无功功率和电压控制问题。

潮流计算是进行电力系统稳态分析的主要方法。潮流计算的结果可以给出电力系统稳态运行方式下各节点电压相量和各支路功率分布。通过调整系统运行方式的给定条件，进行必要的潮流计算，可以研究并从中选择经济上合理、技术上可行、安全可靠的正常方式，及时发现电力网元件如变压器和线路过负荷、母线电压越限等异常工况并做出适当处理。潮流计算还给出电力网的功率损耗，便于进行网损分析，并进一步制定降低网损的措施。潮流计算还可用于电力系统事故预想，通过模拟发电厂、线路、变压器等元件的开断，分析其引起潮流分布的相应改变，确定事故影响的程度和防止事故扩大的措施。潮流计算也用于输电线路工频过电压研究和调相、调压分析，为确定超特高压线路并联补偿容量、变压器可调分接头设置、发电机额定功率因数等系统规划设计的主要参数以及线路绝缘水平提供部分依据。潮流计算还是考虑负荷电流的短路电流计算和稳定计算的基础，为这些计算提供初始运行方式。

电力系统谐波分析也是电力系统稳态分析的一项重要内容。它主要是通过谐波潮流计算，研究在特定谐波源作用下，电力网内谐波电流和电压的分布，确定谐波源的影响，从而制定消除谐波的措施。

1.1.2 故障分析

电力系统故障分析主要研究电力系统中发生单一或多重故障（包括短路和断路器非正常切合操作等）时，故障电流、电压及其在电力网中的分布。

短路电流计算是故障分析的主要工具。短路电流计算的目的，是通过计算短路电流大小，确定短路故障的严重程度，选择电气设备参数，整定继电保护，分析系统中正序、负序及零序电流的分布，从而确定其对电气设备和系统的影响等。

电力系统可能发生多重复杂故障的异常工况，如输电线路一点单相接地，同时一侧断路器单相跳开即是一种同时发生的二重复杂故障。复杂故障短路电流的计算对分析电力系统事故、校验继电保护装置整定、分析系统中故障电流的分布等有重要作用。

1.1.3 暂态分析

电力系统暂态分析主要研究电力系统受到扰动后的电磁和机电暂态过程，包括电磁暂态过程的分析和机电暂态过程的分析。

1.1.3.1 电磁暂态过程的分析

主要研究电力系统故障和操作过电压及谐振过电压，一次与二次系统相互作用的控制暂态过程，以及电力电子设备的快速暂态过程，为变压器、断路器等高压电气设备和输电线路的绝缘配合和过电压保护的选择，降低或限制电力系统过电压技术措施的制定，以及电力电子控制设备的设计提供依据。

1.1.3.2 机电暂态过程的分析

主要研究电力系统受到大扰动或小扰动后的稳定性能，包括暂态稳定性和小干扰稳定性。其中暂态稳定性分析是研究电力系统受到诸如短路故障，切除或投入线路、发电机、负荷，发电机失去励磁或者冲击性负荷等大扰动作用下，电力系统的动态行为和保持同步稳定运行的能力。为选择规划设计中电力系统的网络结构，校验和分析运行中电力系统的稳定性能和稳定破坏事故，制定防止稳定破坏的措施提供依据。小干扰稳定性分析是研究电力系统受到小扰动后的稳定性能，为确定输电系统的输送功率，分析静态稳定破坏和低频振荡事故的原因，选择发电机励磁调节系统、电力系统稳定器和其他控制调节装置的型式和参数提供依据。

近年来，随着电力系统规模扩大和互联程度的提高，长过程动态分析作为机电暂态过程分析的组成部分和扩展得到了进一步发展。

1.2 电力系统分析的理论和方法

电力系统分析的理论研究和计算机的广泛应用，促进了电力系统分析方法的进步和发展。

1.2.1 经典理论

电力系统早期的理论研究成果为电力系统分析建立了坚实的理论基础，已成为当今电力系统分析的经典理论。如福蒂斯丘（C. L. Fotescue）于1918年提出的对称分量法，将三相交流电力系统的三个相量分解为正序、负序、零序三序对称分量，用于三相交流电力系统不对称故障和操作下电压、电流的计算，为现代电力系统网络分析提供了重要的方法依据。又如，派克（R. Park）在20世纪20年代后期，在同步电机双反应理论的基础上，提出用dq0坐标系统表示的同步电机基本方程即派克方程。它描述了同步电机的电压、电流、磁链等电磁量与转矩、转速等机械量之间的相互关系，奠定了电力系统同步电机暂态分析的基础。

1.2.2 数学模型

数学模型的建立是电力系统分析的基础。根据分析目的的不同，可对电力系统元件和网络建立描述详细程度不同的数学模型。电力系统的元件主要包括发电厂、输电网络和负

荷三大类。发电厂部分包括同步发电机、原动机及其控制调节系统等元件；输电网络部分包括输电线路、变压器、断路器、电力电子装置等一次系统元件和继电保护、自动装置和控制系统等二次系统元件；电力负荷涉及面广，种类繁多，如感应电动机、整流负荷、照明负荷等。与电力系统稳态分析、电磁暂态分析、机电暂态分析和长过程动态分析相适应，电力系统元件和电力网络的稳态、电磁暂态、机电暂态和长过程动态数学模型详细程度各不相同。电力系统电磁暂态过程的时间范围在 1ms 以内，电力系统元件主要是发电机和网络元件的模型应考虑快速的电磁暂态过程，需要建立详细的电磁暂态模型；电力系统机电暂态过程的时间范围从百毫秒级至数十秒级，电力系统元件和网络的模型应主要反映其机电暂态特性，建立相应简化的机电暂态模型；而长过程至稳态的时间范围在几分钟、数十分钟甚至更长，应建立更为简化的动态和稳态模型，但由于涉及的时间长、范围广，建模时应考虑的元件和特性的范围应有所不同。

进入 21 世纪以来，电力系统向大型互联系统的发展、电力电子装置和新型调节控制系统的引入使电网的动态特性发生变化，对电力系统数学模型的精确性提出了更高的要求。采用实测和在线修正模型数据的技术得到发展，有望使电力系统计算分析的精确度得到进一步提高。

1.2.3 分析方法

数字计算是实现电力系统分析的主要方法之一。数字计算方法的进步与电子数字计算机在电力系统分析中的应用密切相关。电力系统是规模巨大的网络系统，即使只计算超高压电力网，其网络节点数也会达到数以千计的程度。因此，如何快速、准确地求解网络问题的大规模方程式，是使用计算机分析电力系统的首要难题。在电子数字计算机用于电力系统分析计算的初期阶段，即 20 世纪 60 年代前期，主要用导纳矩阵形式表示稳态线性网络方程组，并用迭代法求解。这比较适合当时计算机存储容量小、计算速度慢的条件，但方法本身收敛性较差。随后提出了阻抗矩阵法表示网络方程，该方法迭代收敛性好，但存储量要求大，计算速度难以提高。为此于 20 世纪 60 年代后期，发展了利用电力网络导纳矩阵的稀疏性，配合电力网节点编号优化的程序技巧，既能使计算速度显著提高，又能节省计算机存储容量。这一网络方程的求解方法应用于电力系统潮流和稳定计算后，计算速度明显提高，解题能力大为增强，促使电力系统分析软件在 20 世纪 60 年代末 70 年代初期间全面更新，推动了计算机在电力系统分析计算中更为广泛的应用。在此期间，稀疏矩阵技术与牛顿法相结合的潮流计算解法，短路电流计算中复杂故障处理方法，暂态稳定计算的详细数学模型应用及梯形隐式数值积分法，小干扰稳定分析中求解系统特征值的 QR 算法等方法和应用程序相继问世，奠定了现代电力系统分析主要计算方法和程序的基础。20 世纪 80 年代以来，电力系统分析方法和软件有进一步发展。特别是在软件商品化程度和用户使用的方便性上有很大提高。到 90 年代后期，32 位字长的个人微型计算机配以全套电力系统分析软件，已可计算具有数千节点的大型电力系统。

1.2.4 计算分析方法的新发展

进入 21 世纪以来，随着计算机和网络通信技术的发展，大型科学和工程计算技术以及仿真技术进展迅速。并行计算技术和大规模分布式网络计算技术为电力系统分析计算提供了进一步发展的广阔前景。

1.2.4.1 并行计算

当代主流并行计算机包括对称多处理机（SMP）、大规模并行机（MPP）和工作站以及 PC 集群系统（PC Cluster）。其中 PC Cluster 节点之间并行计算通过消息传递进行通信，采用高速通信网络连接，系统性价比高，扩展性能好。在计算机软硬件发展的支持下，基于计算任务并行和网络分割并行的计算方法得到迅速发展。中国电力科学研究院基于 PC Cluster 并行计算机开发的大型互联电网动态安全分析软件和机电电磁暂态混合全数字实时仿真装置，采用并行计算技术实现了对 10 000 节点以上大型互联电网的在线动态安全分析和机电电磁暂态混合实时仿真计算。

1.2.4.2 分布式网络计算

网络计算是通过网络连接将各种自治资源和系统组合起来，实现资源共享、协同工作和联合计算，为用户提供基于网络的各类综合性服务。分布式网络计算则是通过分布式计算平台，使网络计算能在广域分布的多台计算机上平衡计算负载。近年发展的网格计算（Grid Computing）即是一种分布式网络计算。它结合电力系统计算的特点和需求，研究分布式网络计算应用于电力系统分析计算的方法。它的实现将使电力系统分析计算技术提高到一个新的水平。

2 电力系统仿真

电力系统仿真是电力系统分析的主要工具之一。电力系统分析和计算方法研究的成果和计算机技术的进步为电力系统仿真的发展奠定了坚实的基础。

2.1 电力系统仿真分类

由于电力系统的特殊性和安全性要求，在实际电力系统进行试验非常困难，因此绝大多数试验都是在仿真模型上进行。按照仿真模型类型的不同，电力系统仿真可分为物理仿真和数学仿真两类。基于物理模型的仿真试验称为物理仿真，基于数学模型的仿真试验称为数学仿真。电力系统数学模型的实现可有三种方式：①通过物理模型实现，如描述输电线路暂态的模型，实际上是一种数学模型，在动态模拟装置中，用带有互感的电感线圈加以实现，这种物理模型可称为数学物理仿真模型；②通过模拟计算机实现，描述电力系统动态过程的方程式在电子模拟计算机上建模，可用于研究电力系统控制等问题，曾在 20 世纪中期广泛应用；③在数字计算机上实现，当代数字计算机的发展已完全取代模拟计算机的应用，因此，在数字计算机模型上的数学仿真也称为数字仿真。

根据上述分类，当前实用的电力系统仿真有物理仿真、数字物理混合仿真和全数字仿真。

2.1.1 物理仿真

电力系统物理仿真是根据相似理论，建立与原型系统的物理量在规格上缩减一定比例的物理模型以及数学物理模型系统，通过在模型系统上做试验代替在实际系统中的试验。中国电力科学研究院的电力系统动态模拟就是基于物理仿真的原理建立的。物理仿真可以较真实地反映被研究系统的全动态过程，包括同一系统内以不同时间常数变化的动态过程。然而由于受仿真设备数量等条件的限制，不能用于大规模电力系统的仿真研究。

2.1.2 数字物理混合仿真

数字物理混合仿真的部分元件采用基于数字计算机的数学模型，即数字仿真模型，对数字仿真模型计算求解速度较慢的电力网络或精确数字模拟较为困难的元件则采用物理模型，也称数模混合仿真。当前实用的电力系统数字物理混合仿真中，旋转电机及其控制系统用数字仿真模型，网络电气

元件（包括线路元件和晶闸管阀等）采用物理模型。中国电力科学研究院电力系统仿真中心的高压直流模拟装备，就是采用这种结构的数字物理混合模拟方式，它综合了数字仿真和物理仿真的优点，能较真实地模拟高压直流输电系统的电力电子元件、其他非线性元件以及控制保护设备，准确地反映直流系统的动态过程以及交直流系统之间的相互影响；但存在仿真规模受元件数量限制、接线工作量大、仿真试验准备时间长等缺陷。

2.1.3 全数字仿真

电力系统全数字仿真是建立在系统所有元件采用数字仿真模型的基础上，在数字计算机上通过计算实现的。数字仿真又可以分为实时仿真和非实时仿真。实时仿真可以再现实际系统的物理过程，一般用于电力系统的仿真试验，如接入继电保护或电力系统控制装置参与的仿真试验等。实时数字仿真的计算速度必须与实际时间过程同步。非实时仿真的计算速度可比实际电力系统物理过程快，称为超实时仿真，具有电网监控在线应用的前景。比实际电力系统物理过程慢的非实时仿真主要用于电网运行方式的离线分析。

全数字仿真不受被研究系统规模和结构复杂性的限制，使用灵活，扩展方便，成本相对低廉，是当前电力系统仿真发展的主要方向。但在实现大规模交直流混合电力系统的全数字实时仿真方面，还存在模型精度和计算速度方面的技术瓶颈，有待继续深入研究。

2.2 电力系统仿真发展历史

电力系统从20世纪20～30年代开始逐步形成规模巨大的人造系统以来，对它规律性的研究始终借助于计算和仿真分析。而初期由于计算工具和计算方法的局限，物理仿真的方法在研究电力系统动态特性方面发挥了重要作用。早期的物理仿真模型主要是采用电阻或阻抗网络的数学物理模型模拟实际的电力网络，用等值的静态电压源和内电抗的物理模型模拟发电机，组成电力系统网络分析仪。其中包括专用于短路电流计算的直流计算台，用于机电暂态研究的交流计算台，以及用于电磁暂态研究的暂态网络分析仪（Transie Nt-network Analyzer，TNA）、高压直流输电模拟（HVDC Simulator）等。与此同时，采用阻抗网络的数学物理模型和微型同步发电机、电动机物理模型（容量一般为数千瓦至数十千瓦级）的电力系统动态模拟得到应用和发展。

从20世纪50～60年代开始，随着计算机技术的发展，数字计算和仿真技术逐步进入电力系统分析计算和仿真领域。与此相应，国际上电力系统数字仿真理论和方法的研究也始于20世纪50年代末期。我国则早在60年代初即开始研究利用数字计算机分析计算电力系统的方法，编制相应的计算程序。到70年代中期，已完全取代交流计算台等数学物理模拟装置进行电网的运行方式计算，用于电力系统规划和运行方式研究，成为电力系统生产运行不可缺少的重要工具。

与此同时，基于物理模型或物理模型与数字仿真相结合的电力系统实时仿真装置在继续发展。50年代建立的电力系统动态模拟因其具有直观、较少依赖于数学模型及接入试验装置方便等优点，到目前为止仍在用于继电保护等保护控制装置的试验。物理模型与数字仿真相结合的直流输电模拟装置和交直流电力系统仿真装置到21世纪初仍在电力系统的研究中发挥作用。

20世纪90年代以后，随着信息技术、计算技术的发展和大电网自动化、控制保护设备测试的需要，电力系统实时数字仿真技术得到很大发展且有逐步取代传统实时仿真的趋势。然而由于实时数字模型仿真的时间进程应与实际时间同步，要求在一个计算时间步长里完成各种状态量的求解计算，以设备测试为目的的仿真还要求在同一步长内完成数模/模数转换和功率放大等。因而实时仿真对于软件和计算机运算处理速度的要求很高。近年来，随着芯片制造技术的突破，带来计算机和通信技术的高速发展，出现了多CPU组成的计算机集群系统和高速通信网络，使高性价比的电力系统实时仿真计算成为可能。由于可以配合并行计算算法，并具有使用灵活、扩展性好、性价比高的优点，高性能多节点集群计算机的应用正在成为大规模科学计算的主流。而利用数字仿真器外接硬件组成闭环测试系统，对控制设备进行数模混合仿真的试验、检测或调试，是数字仿真技术的又一发展方向。

3 电力系统分析和仿真工具

电力系统分析和仿真工具主要有电力系统分析应用软件、电力系统网络分析仪、电力系统动态模拟、电力系统数模混合实时仿真装置、电力系统全数字实时仿真装置等。

3.1 电力系统分析应用软件

作为电力系统运行和规划研究主要工具的电力系统分析计算应用软件主要包括常规的潮流计算、短路计算和稳定计算等软件。从20世纪50～60年代至今几十年的发展，伴随着计算机技术的巨大进步，电力系统分析软件也经历了几代的更新。其计算的范围和功能都发生了巨大的变化。到目前为止，国内外开发应用的大型电力系统分析软件已能满足电力系统调度运行和规划设计的需要，成为不可缺少的有力工具。

中国电力科学研究院从20世纪70年代开始开发电力系统计算分析程序。其第一代潮流、暂态稳定和短路计算程序采用了国际上先进的稀疏矩阵技术，在国产的半导体小型计算机上实现，满足了当时国内220～330kV电网发展的需求。在此基础上，80年代初采用国际先进的软件技术，全面更新了软件结构，进一步完善了计算功能，在大型计算机上开发并推出具有完全自主知识产权的大型电力系统分析软件包《电力系统分析综合程序》（Power System Analysis Software Package，PSASP），作为国内第一个功能齐全的商业化电力系统分析软件包在国内广泛推广应用，成为电力系统应用最广泛的软件之一。20世纪80年代末以来，PC机技术发展很快，其计算功能快速提高。到90年代初期，PC机版本的《电力系统分析综合程序》完全取代大型机版本，成为电力系统分析计算的主要工具。在自我开发软件的同时，国外成熟大型电力系统分析软件的引进、消化吸收和再创新的工作，也取得很大成绩。其中对美国BPA公司的电力系统分析程序和EMTP电磁暂态分析程序的引进消化工作最有成效。它们成功用于国内对提高我国的电力系统分析水平起到很大的推动作用。

3.2 网络分析仪

早期的物理仿真方法主要是采用物理的电阻或阻抗网络的数学物理模型模拟实际的电力网络，用等值的静态电压源和内电抗的物理模型模拟发电机，组成电力系统网络分析仪。其中包括专用于短路电流计算的直流计算台，用于机电暂态研究的交流计算台，以及用于电磁暂态研究的暂态网络分析仪、高压直流输电模拟等。

直流计算台用电阻网络模型模拟交流纯电抗电力网，用于计算电力系统发生短路故障后的短路电流。交流计算台则以阻抗网络模型模拟交流电力网，主要用于计算电力系统潮流分布和机电暂态过程。由于直流和交流计算台模拟网络的规模有限，在电子数字计算机普遍应用的情况下，从 20 世纪 70 年代起它们已不再用于大规模电力系统的分析。

实际仍在使用的暂态网络分析仪其原理与交流计算台大致相同，只是为了研究电磁暂态过程的需要，其变压器、线路等元件电气参数频率特性、饱和特性的模拟精度和数据收集处理的自动化水平更高，与计算机的数值计算相比，仍有速度快、直观性强的优点。

3.3 动态模拟

用微型模型电机（容量一般为数千瓦至数十千瓦级）、输电线路和负荷等物理元件连接组成的电力系统动态模拟装置，在前苏联和中国等国家曾广泛用于电力系统稳定研究和机电暂态分析。该模拟装置的所有元件均为物理和数学物理仿真模型，模拟产生的物理现象可与实际电力系统一一实时对应。然而由于模拟装置中元件的数量有限，以及模拟试验准备周期长等原因，动态模拟装置的实际应用受到一定的限制。

我国自 20 世纪 50 年代后期即开始筹备建设动态模拟试验室。中国电力科学研究院的动态模拟试验室规模是目前国内最大的。40 多年来利用动态模拟装置进行了大量的试验研究，在输电方案研究、电力系统稳定破坏事故分析、继电保护和安全自动试验等方面发挥了重要作用。随着模拟对象电力系统的发展，模拟技术和模拟装备不断进步，如 500kV、750kV 和 1000kV 超高压和特高压输电线路、同杆并架输电线路的模拟需要研制新的输电线路物理模拟线段，为了提高仿真试验效率和质量需要建立和不断完善试验数据收集和处理系统。由于计算机应用于电力系统分析的普及，动态模拟试验的应用范围日益缩小。当前试验室的主要任务是对电力系统新的元件和装置进行试验，在新型电力电子装置、超导输电元件、继电保护和控制装置的性能及与电力系统相互影响的研究中发挥当前不可替代的作用。

3.4 数模混合实时仿真装置

随着计算机技术的发展，在原有电力系统网络分析仪物理模拟的基础上，于 20 世纪 70～80 年代发展了数模混合的电力系统实时仿真装置。在这种类型的仿真装置中，电力网络部分一般由数学物理模型构成，而发电机、负荷及控制调节系统等动态部件一般通过建立数学模型由数字仿真模型模拟。

高压直流输电模拟装置是一种专用于高压直流输电系统分析的数模混合的实时仿真装置，至今仍用于高压直流输电系统的控制保护及整个系统性能的实际工程实时仿真研究。自 20 世纪 80 年代中期以来，中国电力科学研究院的电力系统仿真中心自国外引进的高压直流输电模拟装置在我国第一条±500kV 高压直流输电工程，以及 21 世纪初三峡输电工程中发挥了重要作用。我国正在建设的±800kV 特高压直流输电工程建设也利用该装置进行仿真研究。

中国电力科学研究院于 20 世纪 90 年代中期结合三峡输电系统研究从加拿大魁北克 TEQSIM 公司引进的电力系统实时仿真装置是另一类数模混合的仿真装置。这是一种通用类型的实时仿真装置，可进行规模较大电力系统的电磁暂态研究和机电暂态稳定性研究，可接入实际控制系统装置进行试验研究。该装置在我国三峡电力系统网络规划、全国电网互联等重大工程研究中发挥了重要作用。

3.5 全数字实时仿真装置

20 世纪 90 年代以后，随着信息技术、计算技术的发展，以及大型交直流输电系统仿真和电网自动化、控制保护设备测试的需要，电力系统实时数字仿真技术得到很大发展且有逐步取代传统数模混合实时仿真的趋势。然而由于实时数字模型仿真的时间进程应与实际时间同步，要求在一个数字计算时间步长里完成各种状态量的求解计算，以设备测试为目的的仿真还要求在同一步长内完成数模/模数转换和功率放大等，对于软件和计算机运算处理速度的要求很高。由于计算速度和系统规模的限制，到 21 世纪初国外开发的主要产品还只适合于小规模电力系统的仿真，用于交流和直流输电系统电磁暂态过程的分析、继电保护和自动控制系统等实际装置性能的试验等。其典型的产品有基于高速处理器的实时仿真装置 RTDS（Real Time Digital Simulator）、基于 HP 并行计算机或 HP 工作站的实时仿真 ARENE 、基于集群计算机的实时仿真装置 HYPERSIM 等。大规模电力系统的机电暂态和电磁暂态过程的全数字实时仿真还是一个空白。

近年来，随着计算机和通信技术的高速发展，出现了多 CPU 组成的计算机集群系统和高速通信网络，使高性价比的电力系统实时仿真计算成为可能。中国电力科学研究院等单位已研制出以电力系统分析计算的通用软件为基础，采用多 CPU 机群系统以及电力系统机电、电磁暂态分网并行计算方法的电力系统全数字实时仿真装置。实现了大规模电力系统机电暂态过程的实时仿真和机电电磁暂态过程的混合实时仿真，并用于继电保护装置和控制装置的试验，为我国电力系统分析和仿真领域提供了一种先进、灵活、功能全面的数字仿真手段。

4 电力系统分析和仿真的进一步发展

21 世纪初以来，电力工业和电力系统发展迅速，一些新的发展趋势初现端倪，给电力系统分析和仿真提出了若干新的课题，对电力系统分析方法和仿真技术的进一步发展提出了新的要求：

（1）随着我国超高压、特高压输电和全国联网的迅速发展，对电网规划和运行计算分析的要求不断提高，提高仿真计算精度、加快仿真计算速度成为当务之急。

（2）电力市场的发展趋势，改变了传统电力系统的运行管理模式，要求采用新的电力系统分析方法，并促使电力系统技术分析与经济分析相结合，建立电力市场和电力系统物理特性相结合的仿真系统。

（3）电力电子技术在输电和配电领域中的应用，如高压直流输电和灵活交流输电装置的投入，要求电力系统机电暂态分析与电磁暂态分析结合，建立大型交直流电力系统机电电磁暂态过程全数字实时仿真系统。

（4）可再生能源发电和分布式电源的兴起是 21 世纪电力工业发展的重要趋势，要求采用新的数学模型和仿真算法。

（5）大电网连锁反应事故的威胁，要求进行长过程稳定分析、电压稳定性分析，并与暂态稳定分析相结合，建立计及大电网机电暂态和长期动态过程的电力系统数字仿真系统。

（6）为实现大电网在线动态安全分析，要求研究更快速

的分析方法和超实时仿真，解决快速性与精确度的矛盾，建立计及动态过程的电网调度培训仿真系统。

（7）电力系统中一、二次控制设备更新，新技术采用和系统的多样化，要求提供控制装置的模拟试验环境、仿真分析用的更精确的数学模型和自定义的建模方法，建立可接入物理装置的大电网全数字仿真试验系统。

（8）随着对电力系统分析准确性要求的提高，对分析所采用的模型精度和原始数值准确性的要求也越来越高，建立基于电网动态实时测量信息的模型、参数实测和校验系统。

（9）结合我国电网调度管理和在线监控、通信系统实际，研究实现分布式网络计算和仿真的体系和方法，适应大规模互联电网计算分析不断增长的需求。

（10）当前基于PMU的广域动态相量测量系统（WAMS）在电力系统中的应用快速发展，为实现电力系统准确、快速的在线动态分析提供了有力手段和发展机遇。将传统的WAMS信息有机结合并采用新的计算方法，使电力系统在线分析提高到一个新的水平。

面对新的形势和要求，电力系统分析和仿真理论、方法的研究不断深入，计算及仿真软件开发和更新速度进一步加快。中国电力科学研究院及有关科研教育部门在已有成果的基础上，配合电力部门加快了研发和应用的步伐。

在分析计算程序方面，开拓新的计算功能包括机电电磁暂态混合计算、机电暂态及长过程混合计算、电力电子装置、超导电力装置、风力发电等新能源发电装置接入系统的模型、算法及程序完善正在进行之中；利用计算机和网络通信技术、并行计算和分布式计算技术的最新成果，充分利用计算机和信息资源，加快计算速度，提高计算精度，发展新一代电力系统在线分析和超实时仿真技术，是当前和未来研究与开发的重点。

在仿真技术方面，继续研究数字仿真的理论和方法，解决一些快速暂态过程如电力电子开关动作过程的实时仿真，以及大型互联电网的实时、超时实时仿真遇到的技术难题，加速数字仿真逐步取代物理模型仿真的进程。

希望通过上述努力，在不久的将来实现更加准确可靠、快速实用的电力系统分析和仿真，解决未来电力系统规模不断扩大、技术装备日益更新、调节控制日趋复杂所提出的电力系统分析和仿真课题。

第 2 章 电力系统稳态分析

1 概述

电力系统稳态分析是研究电力系统运行和规划方案最重要和最基本的手段，包括正常情况下的潮流计算、静态安全分析等。电力市场的出现给电力系统研究提出了很多新的课题，包括经济方面的课题和技术方面的课题。在技术方面，主要围绕电力市场环境下保证电力系统安全运行的问题，对稳态分析提出了新的要求。

潮流计算的任务是根据给定的发电运行方式及系统接线方式求解电力系统的稳态运行状况，包括各母线的电压、各元件中通过的功率等。在电力系统运行方式和规划方案研究中，都需要进行稳态分析以比较运行方式或规划供电方案的可行性、可靠性和经济性。电力系统稳态分析得到的是一个系统的平稳运行状态，不涉及系统元件的动态属性和过渡过程。因此其数学模型不包含微分方程，是一组高阶数的非线性方程。对潮流计算的要求包括：计算方法的可靠性或收敛性；计算速度和内存量的要求；计算的方便性和灵活性。本章主要介绍当前通用的牛顿法和 P-Q 分解法。

静态安全分析是电力系统规划和调度的常用手段，用以校验输变电设备强迫退出运行后系统的运行状态，回答诸如“假如电网中某一条 500kV 输电线路开断后，系统运行状态发生什么变化”一类的问题。对这个问题的回答可能是系统的潮流和电压都在容许的范围之内，或者出现某些输变电设备过负荷或某些母线电压越界的情况；前者系统是安全的，后者则是不安全的。因此，静态安全分析是电力系统安全分析的一个重要组成部分。它不涉及电力系统的动态过程的分析，故称为静态安全分析。

在电力系统的运行中，为了避免过负荷和电压越界引起的设备损坏，或由于过负荷设备在系统保护作用下退出运行而招致大面积连锁反应性的停电，在线或实时地进行系统静态安全分析非常重要。特别是随着电力市场的进展，电力系统的发输配电各环节由统一管理、统一调度逐步转向双边合同交易和发电厂商的竞价上网，使系统运行出现了诸多不确定因素，对电力系统运行的安全监视和控制提出了更高的要求。

静态安全分析要求检验的预想事故数量非常大，而在线分析或实时分析又要在短时间内完成这些计算。因此，人们开发研究了许多专门用于静态安全分析的方法，如补偿法、直流潮流法及灵敏度分析法等，以下将分别介绍这些基本的方法。

2 电力网络的数学模型及求解方法

电力网络的数学模型是现代电力系统分析的基础。例如，正常情况下的电力潮流和优化潮流分析、故障情况下短路电流计算以及电力系统静态安全分析和动态稳定性的评估，都离不开电力网络的数学模型。这里所谓电力网络是指由输电线路、电力变压器、并（串）联电容器等静止元件所构成的总体。从电气角度来看，无论电力网络如何复杂，原则上都可以首先做出它的等值电路，然后用交流电路理论进行分析计算。本章所研究的电力网络均由线性的集中参数元件组成，适用于电力系统工频状态的分析。对于电磁暂态分析问题，当涉及高频现象及波过程时，需要采用分布参数的等值电路。

电力网络通常是由相应的节点导纳矩阵或节点阻抗矩阵来描述的。在现代电力系统分析中，我们需要面对成千上万节点及电力网络所连接的电力系统。对电力网络的描述和处理往往成为解决有关问题的关键。电力网络的导纳矩阵具有良好的稀疏特性，可以用来高效处理电力网络方程，是电力系统分析中广泛应用的数学模型。

2.1 节点导纳矩阵

通常分析交流电路有两种方法，即节点电压法和回路电流法。这两种方法的共同特点是把电路的计算归结为一组联立方程式的求解问题，其差别是前者采用节点方程，后者采用回路方程。目前在研究电力系统问题时，采用节点方程比较普遍。

在一般情况下，如果电力网络有 n 个节点，则可列出 n 个节点的方程式，用矩阵的形式可以表示为

$$\boldsymbol{I}=\boldsymbol{YU} \tag{8.2-1}$$

式中：

$$\boldsymbol{I}=\begin{bmatrix}\dot{I}_1\\ \dot{I}_2\\ \vdots\\ \dot{I}_n\end{bmatrix},\boldsymbol{U}=\begin{bmatrix}\dot{U}_1\\ \dot{U}_2\\ \vdots\\ \dot{U}_n\end{bmatrix}$$

分别为节点注入电流列向量及节点电压列向量；

$$\boldsymbol{Y}=\begin{bmatrix}Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1n}\\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2n}\\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots\\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{nn}\end{bmatrix}$$

为节点导纳矩阵，其中对角元素为节点 的自导纳，非对角元素为节点与节点之间的互导纳。

以下介绍对形成网络方程非常重要的关联矩阵的概念。

关联矩阵是描述电力网络连接情况的矩阵。不同类型的关联矩阵在不同程度上反映网络的接线图形。关联矩阵中只含有 0，+1，−1 三种元素，其中不包含网络各支路的具体参数。对于有 5 个节点和 6 条支路的简单网络，其关联矩阵为一个 5 行、6 列的矩阵，例如

$$\boldsymbol{A}=\begin{bmatrix}0 & 0 & 0 & -1 & -1 & 1\\ -1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0\\ 0 & -1 & -1 & 0 & 1 & 0\\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0\\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0\end{bmatrix}$$

关联矩阵的行号与节点号相对应，列号与支路号相对应。例如第一行有三个非零元素，表示节点 1 与三个支路相连，这三个非零元素在第四列、第五列、第六列，表示与节点 1 相连的三条支路为支路 4、5、6。当非零元素为−1 时，表示相应支路电流的规定方向是流向节点，为+1 时表示支

路电流的规定方向是离开节点的。矩阵中每一列非零元素所在位置表示相应支路两端的节点号，例如第五列的非零元素在第一行和第三行，表示支路 5 与节点 1，3 相连。第六列只有一个非零元素，在第一行，表示支路 6 为连在节点 1 的接地支路。不难看出，由节点关联矩阵可以反过来唯一地确定网络的接线图。

节点关联矩阵和网络节点方程之间有密切的关系。设电力网络有 n 个节点，m 条支路，Y_B 为支路导纳所组成的对角矩阵，则电力网络的节点导纳矩阵可表示为

$$\boldsymbol{Y} = \boldsymbol{A}\boldsymbol{Y}_B\boldsymbol{A}^T \tag{8.2-2}$$

导纳矩阵有以下特点：

（1）当不含移相器时，电力网络的导纳矩阵为对称矩阵。对含移相器的情况将在后面介绍。

（2）导纳矩阵为稀疏矩阵。当电力网络中节点 i 与节点 j 不直接相连时，导纳矩阵中元素 Y_{ij} 及 Y_{ji} 应为零元素。一般来说，导纳矩阵每行非对角元素中非零元素的个数与相应节点的出线数相等。通常，每个节点的出线数为 2～4 条。因而导纳矩阵中每行非对角元素中平均仅有 2～4 个非零元素。所以导纳矩阵中的零元素非常多，而且电力网络规模越大时，这种现象越显著。

导纳矩阵的对称性和稀疏性对于应用计算机解算电力系统问题有很大的影响。如果能充分利用这两个特点，就会大大提高计算的速度并节约内存。

2.2　变压器及移相器的等值电路

电力网络的等值电路是由输电线路和变压器等元件的等值电路连接而成。交流输电线路一般用 II 型等值电路描述。本节主要讨论变压器和移相器的等值电路，特别是关于其非标准变比的处理方法。当将变压器励磁回路忽略或作为负荷或阻抗单独处理时，一个变压器的其他性能可以用它的漏抗串联一个无损耗理想变压器来模拟，如图 8.2-1（a）所示。

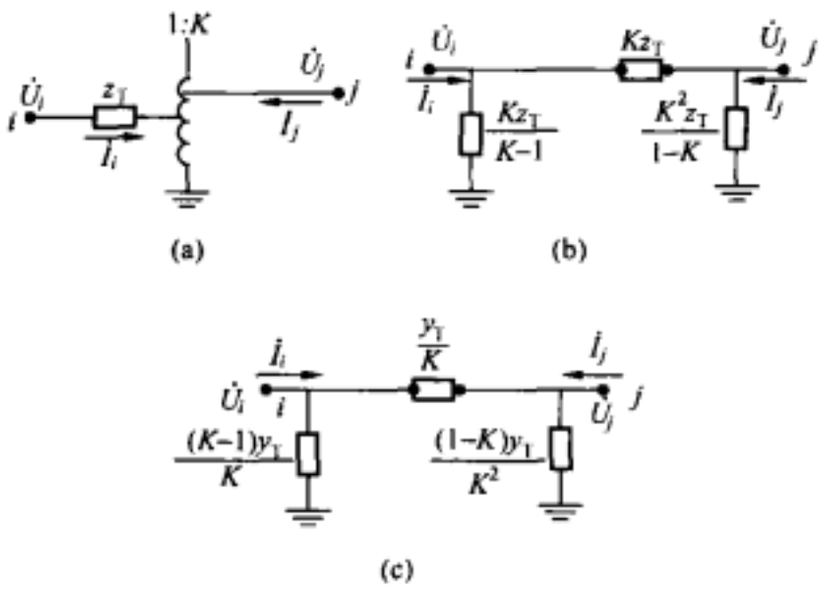


图 8.2-1　变压器的等值电路

不难看出，图中所示的电流及电压存在如下关系

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_i + K\dot{I}_j &= 0 \\ \dot{U}_i - z_T\dot{I}_i &= \frac{\dot{U}_j}{K} \end{aligned}\right\} \tag{8.2-3}$$

由上式解 $\dot{I}_i$，$\dot{I}_j$ 可得

$$\left.\begin{aligned} \dot{I}_i &= \frac{K-1}{Kz_T}\dot{U}_i + \frac{1}{Kz_T}(\dot{U}_i - \dot{U}_j) \\ \dot{I}_j &= \frac{1-K}{K^2z_T}\dot{U}_j + \frac{1}{Kz_T}(\dot{U}_j - \dot{U}_i) \end{aligned}\right\} \tag{8.2-4}$$

根据式（8.2-4）即可得到图 8.2-1（b）所示的等值电路。如果都用相应的导纳来表示，则可得到图 8.2-1（c）所示的等值电路。图中

$$y_T = \frac{1}{z_T} \tag{8.2-5}$$

应该特别指出，在图 8.2-1（a）的电路中漏抗 z_T 是放在变比为 1 的一侧。当漏抗 z_T 是放在变比为 K 的一侧时，可以用下面关系

$$z'_T = z_T/K^2 \tag{8.2-6}$$

即可将 z'_T 放在变比为 1 的一侧，从而应用图 8.2-1 中的等值电路。

对于三绕组变压器可以按同样的原理用星形或三角形电路来模拟。例如可以用图 8.2-2 所示的电路来模拟三绕组变压器，这样就把三绕组变压器的等值电路转变为两个双绕组变压器的等值电路问题。

在现代电力系统中，特别是在电力市场环境下，电力潮流往往需要人为控制。为此，移相器在电力网络中的应用日益普遍。众所周知，移相器主要用来改变其两侧电压的相位，其变比是一个复数。当将移相器励磁回路忽略或作为负荷或阻抗单独处理时，一个移相器的其他性能可以用它的漏抗串联一个无损耗理想变压器来模拟，只是其变比是一个复数，如图 8.2-3 所示。由图可以得到以下方程

$$\dot{U}_i - \dot{I}_i z_T = \dot{U}'_j \tag{8.2-7}$$

$$\dot{I}_i + \dot{I}'_j = 0 \tag{8.2-8}$$

$$\dot{U}'_j = \dot{U}_j/\dot{K} \tag{8.2-9}$$

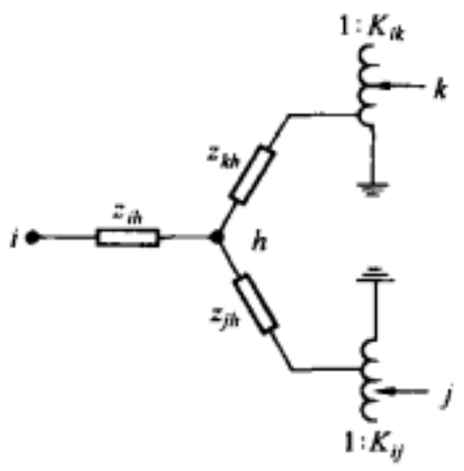


图 8.2-2　三绕组变压器的等值电路

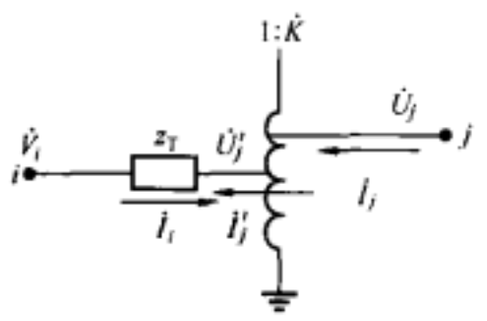


图 8.2-3　移相器的等值电路

根据以上方程即可求出移相器对导纳矩阵的修改

$$\Delta Y_{ii} = -\frac{1}{z_T}, Y_{ij} = -\frac{1}{\dot{K}z_T}, Y_{ji} = -\frac{1}{\dot{K}z_T}, \Delta Y_{jj} = \frac{1}{K^2z_T} \tag{8.2-10}$$

式（8.2-10）即为移相器的数学模型。由于移相器的变比为复数，$Y_{ij} \neq Y_{ji}$。因此，移相器没有相应的等值电路，而且含有移相器的电力网络的导纳矩阵是不对称的，这一点要特别注意。

2.3　节点阻抗矩阵

电力网络的节点方程也可用阻抗矩阵 $\boldsymbol{Z}$ 表示如下

$$\boldsymbol{U} = \boldsymbol{Z}\boldsymbol{I} \tag{8.2-11}$$

式中：$\boldsymbol{I}$ 为节点注入电流列向量；$\boldsymbol{V}$ 为节点电压列向量。

对比式（8.2-1）可知

$$\boldsymbol{Z} = \boldsymbol{Y}^{-1} \tag{8.2-12}$$

将式（8.2-12）展开为

$$\boldsymbol{Z} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1i} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdots & Z_{2i} & \cdots & Z_{2n} \\ & & & \vdots & & \\ Z_{i1} & Z_{i2} & \cdots & Z_{ii} & \cdots & Z_{in} \\ & & & \vdots & & \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \cdots & Z_{ni} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \tag{8.2-13}$$

这就是和节点导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}$ 相对应的节点阻抗矩阵。显然，它是和导纳矩阵同阶的方阵。其中对角元素 Z_{ii} 称为节点 i 的自阻抗或输入阻抗，非对角元素 Z_{ij} 称为节点 i 和 j 间的互阻抗或转移阻抗。当注入电流 $\boldsymbol{I}$ 已知时，由式（8.2-11）可直接求得电力网络的节点电压 $\boldsymbol{U}$。

以下讨论阻抗矩阵各元素的物理意义。如果在电力网络节点 i 注入单位电流，而使其他节点全部开路，即令

$$\dot{I}_i = 1$$

$$\dot{I}_j = 0 (j = 1,2,\cdots,n, j \neq i)$$

则由节点方程式可知，在这种情况下

$$\begin{aligned}
\dot{U}_1 &= Z_{i1} \\
\dot{U}_2 &= Z_{i2} \\
&\vdots \\
\dot{U}_i &= Z_{ii} \\
&\vdots \\
\dot{U}_n &= Z_{in}
\end{aligned}$$

由此即可看出阻抗矩阵（见式 8.2-13）第 i 列元素的物理意义：

（1）阻抗矩阵对角元素 Z_{ii}，即节点 i 的自阻抗，在数值上等于节点 i 注入单位电流，其他节点都在开路状态时，节点 i 的电压。因此，Z_{ii} 也可以看作当其他节点都开路时，从 i 节点向整个网络看进去的对地等值阻抗。只要网络有接地支路且节点 i 与电力网络相连，则 Z_{ii} 必为一非零的有限数值。

（2）阻抗矩阵非对角元素 Z_{ij}，即节点 i 与节点 j 间的互阻抗，在数值上等于节点 i 注入单位电流，其他节点都在开路状态时，节点 j 的电压。由于在一个电力网络中各节点之间总是相互有电磁联系（包括间接的联系），因此当节点 i 向网络注入单位电流，而其他节点开路时，所有节点电压都不应为零。也就是说，互阻抗 Z_{ij} 都是非零元素，所以阻抗矩阵是一个满矩阵，即阻抗矩阵中没有零元素。

以阻抗矩阵为基础的节点方程可以由注入电流直接求出电力网络各节点的电压，曾在电力系统计算中获得广泛应用。但是，由于阻抗矩阵是满矩阵，对计算机要求较大的内存容量，同时也增加了运算次数，降低了计算速度，因而当系统规模变大时，阻抗矩阵的应用受到一定限制。

2.4 阻抗矩阵的形成

阻抗矩阵是导纳矩阵的逆矩阵，在导纳矩阵形成以后，可以用数学上一般求逆的方法得到阻抗矩阵。本节介绍用支路追加法直接形成阻抗矩阵的方法。支路追加法在计算上比较直观，同时也容易实现网络接线变更时对阻抗矩阵的修正，从而得到广泛应用。

以下用图 8.2-4 所示的电力网络说明支路追加法形成阻抗矩阵的过程。

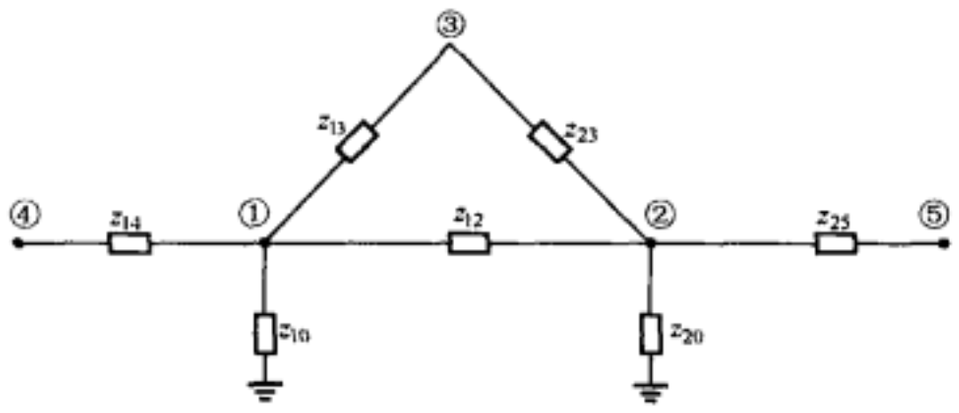


图 8.2-4 支路追加法形成阻抗矩阵的过程

在用支路追加法形成电力网络的阻抗矩阵时，应先由一个接地支路开始，形成一阶矩阵。在图 8.2-4 所示的接线图中，可以先用 z_{10} 形成一阶矩阵。

然后追加支路 z_{12}，这样在网络里就增加了节点②。这种在追加支路时出现新节点的情况，称为追加“树支”。网络在追加“树支”时，其相应的阻抗矩阵的阶数应加 1。因而追加树支 z_{12} 后，阻抗矩阵变为二阶矩阵。

追加支路 z_{20}，这时并不出现新节点，只是给网络增加了一个环路，这种情况称为追加“链支”，网络在追加“链支”时，矩阵的阶不变，但其中元素的数值却发生变化。这样继续下去：追加树支 z_{13}，增加节点③，阻抗矩阵变为三阶；追加树支 z_{14}，增加节点④，阻抗矩阵变为四阶；追加树支 z_{25}，增加节点⑤，阻抗矩阵变为五阶；追加链支 z_{23}，不增加节点，阻抗矩阵仍为五阶。

这样，当追加完电力网络全部支路以后，就最终形成了阻抗矩阵。应该指出，以上支路追加的顺序并不是唯一的。但是支路追加的顺序对形成阻抗矩阵的运算量有一定影响。

以下首先讨论追加“树支”的过程。设原电力网络有 m 个节点并已形成了 m 阶阻抗矩阵

$$\boldsymbol{Z}_{\mathrm{N}} = \begin{bmatrix}
Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1i} & \cdots & Z_{1m} \\
Z_{21} & Z_{22} & \cdots & Z_{2i} & \cdots & Z_{2m} \\
 & & \cdots & \cdots & & \\
Z_{i1} & Z_{i2} & \cdots & Z_{ii} & \cdots & Z_{im} \\
 & & \cdots & \cdots & & \\
Z_{m1} & Z_{m2} & \cdots & Z_{mi} & \cdots & Z_{mm}
\end{bmatrix} \tag{8.2-14}$$

当在该网络的节点 i 追加树支 z_{ij} 以后，网络中出现了一个新的节点 j（见图 8.2-5），此时阻抗矩阵 $\boldsymbol{Z}'_{\mathrm{N}}$ 的阶数应变为 $m+1$

$$\boldsymbol{Z}'_{\mathrm{N}} = \begin{bmatrix}
Z'_{11} & Z'_{12} & \cdots & Z'_{1i} & \cdots & Z'_{1m} & \cdots & Z'_{1j} \\
Z'_{21} & Z'_{22} & \cdots & Z'_{2i} & \cdots & Z'_{2m} & \cdots & Z'_{2j} \\
 & & \cdots & \cdots & & & \cdots & \\
Z'_{i1} & Z'_{i2} & \cdots & Z'_{ii} & \cdots & Z'_{im} & \cdots & Z'_{mj} \\
 & & \cdots & \cdots & & & \cdots & \\
Z'_{m1} & Z'_{m2} & \cdots & Z'_{mi} & \cdots & Z'_{mm} & \cdots & Z'_{mj} \\
\vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\
Z'_{j1} & Z'_{j2} & \cdots & Z'_{ji} & \cdots & Z'_{jm} & \cdots & Z'_{jj}
\end{bmatrix} \tag{8.2-15}$$

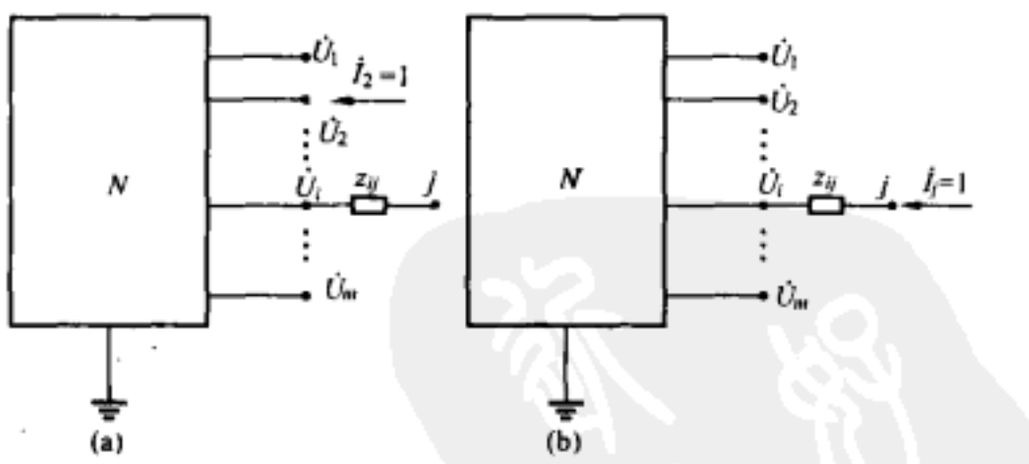


图 8.2-5 追加树支时的情况

以下求 $\boldsymbol{Z}'_{\mathrm{N}}$ 的第 j 列元素。为此，可在节点 j 注入单位电流，而让其他节点开路，如图 8.2-5（b）所示。在这种情况下，节点 1，2，…，i，…，m 的电压和在节点 i 注入单位电流而让其他节点开路时的情况应完全一样，因此

$$Z'_{1j} = Z_{1i}, Z'_{2j} = Z_{2i}, \cdots, Z'_{ij} = Z_{ii}, \cdots, Z'_{mj} = Z_{mi} \tag{8.2-16}$$

节点 j 的电压等于

$$\dot{U}_j = \dot{U}_i + z_{ij} \times 1$$

因而根据阻抗矩阵元素的物理意义可以得到

$$Z_{jj} = Z_{ii} + z_{ij} \tag{8.2-17}$$

由于阻抗矩阵的对称性，可以求得 Z'_N 中第 j 行非对角元素

$$Z'_{j1} = Z_{1j}, Z'_{j2} = Z_{2j}, \cdots, Z'_{ji} = Z_{ij}, \cdots, Z'_{jm} = Z_{mj} \tag{8.2-18}$$

利用同样的推理可知式（8.2-15）中虚线内 m 阶矩阵中的元素与有无支路 z_{ij} 无关，即维持未追加支路 z_{ij} 时原来网络的阻抗矩阵不变。由以上讨论可以看出当网络追加树支时，虽然阻抗矩阵增加了一阶，但形成新阻抗矩阵的运算量却很小。

现在讨论追加链支的计算公式。设原网络 N 的阻抗矩阵为 $\boldsymbol{Z}_N$，当在该网络节点 i，j 之间追加链支 z_{ij} 后阻抗矩阵变为 $\boldsymbol{Z}'_N$。由于在这种情况下并未增加新的节点，所以 $\boldsymbol{Z}'_N$ 的阶数和 $\boldsymbol{Z}_N$ 一样，但 $\boldsymbol{Z}'_N$ 中的每个元素都发生了变化

$$\boldsymbol{Z}'_N = \boldsymbol{Z}_N - \frac{1}{Z_{LL}} \boldsymbol{Z}_L \boldsymbol{Z}_L^T \tag{8.2-19}$$

其中：$\boldsymbol{Z}_L$ 为一列矩阵，其元素由原矩阵元素组成

$$\boldsymbol{Z}_L = \begin{bmatrix} Z_{1i} - Z_{1j} \\ Z_{2i} - Z_{2j} \\ \vdots \\ Z_{ii} - Z_{ij} \\ \\ Z_{ji} - Z_{jj} \\ \\ Z_{mi} - Z_{mj} \end{bmatrix} \tag{8.2-20}$$

$$Z_{LL} = \boldsymbol{A}_M^T \boldsymbol{Z}_L + z_{ij} = Z_{ii} + Z_{jj} - 2Z_{ij} + z_{ij}$$

将式（8.2-18）展开，即得到各元素的表达式

$$Z'_{kl} = Z_{kl} - \frac{Z_{Lk} Z_{Ll}}{Z_{LL}} \qquad \begin{pmatrix} k = 1,2,\cdots,m \\ l = 1,2,\cdots,m \end{pmatrix} \tag{8.2-21}$$

如前所述，在追加树支时运算量很小，但追加链支时必须按式（8.2-21）修正原阻抗矩阵的全部元素，运算量较大。

2.5　线性方程组的高斯消去法和因子表

目前，电力网络方程主要用高斯消去法求解。数字计算机在电力系统应用的初期，曾经因为内存容量的限制采用过迭代法求解电力网络的线性方程组。迭代法的致命缺点是存在收敛性问题。因此，自从稀疏技术成功地在电力系统应用之后，迭代法几乎完全为高斯消去法所代替。

高斯消去法求解线性方程组由消去运算和回代运算两部分组成。消去运算又叫前代运算，可以按行进行，也可按列进行。同样，回代运算可以按行进行，也可按列进行。通常采用“消去运算按列进行，回代运算按行进行”的方式较多。

设有 n 阶线性方程组

$$\boldsymbol{AX} = \boldsymbol{B} \tag{8.2-22}$$

其中矩阵 $\boldsymbol{A}$ 和向量 $\boldsymbol{B}$ 的元素可以是实数或复数。为了算法叙述方便，把 $\boldsymbol{B}$ 作为第 $n+1$ 列附在 $\boldsymbol{A}$ 之后，形成 $n\times(n+1)$ 阶增广矩阵

$$\bar{\boldsymbol{A}} = [\boldsymbol{A} \quad \boldsymbol{B}] = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} & b_1 \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} & b_2 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdots & a_{nn} & b_n \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} & a_{1,n+1} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} & a_{2,n+1} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdots & a_{nn} & a_{n,n+1} \end{bmatrix}$$

上式中用 $a_{j,n+1}$ 替代了 b_j（$j=1$，2，$\cdots$，n）。

首先讨论按列消去过程。一般地，在消去第 k 列时要做以下的运算

$$a_{kj}^{(k)} = a_{kj}^{(k-1)} / a_{kk}^{(k-1)} \qquad (j = k+1,\cdots,n+1) \tag{8.2-23}$$

$$a_{ij}^{(k)} = a_{ij}^{(k-1)} - a_{ik}^{(k-1)} a_{kj}^{(k)}$$

$$(j=k+1,\ \cdots,\ n+1),\ (i=k+1,\ \cdots,\ n) \tag{8.2-24}$$

式中上标为相应元素运算的次数。经过对矩阵 $\bar{\boldsymbol{A}}$ 的 n 次消去运算，即 k 从 1 依次取到 n 按式（8.2-23）、式（8.2-24）运算，使矩阵 $\boldsymbol{A}$ 对角线以下的元素全部化为零，从而得到增广矩阵

$$\bar{\boldsymbol{A}}_n = [\boldsymbol{A}_n \quad \boldsymbol{B}_n] = \begin{bmatrix} 1 & a_{12}^{(1)} & a_{13}^{(1)} & \cdots & a_{1n}^{(1)} & a_{1,n+1}^{(1)} \\ & 1 & a_{23}^{(2)} & \cdots & a_{2n}^{(2)} & a_{2,n+1}^{(2)} \\ & & 1 & \cdots & a_{3n}^{(3)} & a_{3,n+1}^{(3)} \\ & & & \ddots & \vdots & \vdots \\ & & & & 1 & a_{n,n+1}^{(n)} \end{bmatrix} \tag{8.2-25}$$

与之对应的方程组是 $\boldsymbol{A}_n\boldsymbol{X}=\boldsymbol{B}_n$，即

$$\left.\begin{aligned} x_1 + a_{12}^{(1)} x_2 + a_{13}^{(1)} x_3 + \cdots + a_{1n}^{(1)} x_n &= a_{1,n+1}^{(1)} \\ x_2 + a_{23}^{(2)} x_3 + \cdots + a_{2n}^{(2)} x_n &= a_{2,n+1}^{(2)} \\ x_3 + \cdots + a_{3n}^{(3)} x_n &= a_{3,n+1}^{(3)} \\ \ddots \quad \vdots &\quad \vdots \\ x_n &= a_{n,n+1}^{(n)} \end{aligned}\right\} \tag{8.2-26}$$

它与原方程组 $\boldsymbol{AX}=\boldsymbol{B}$ 同解。

现在来讨论按行回代过程。对于方程组（8.2-26），回代运算自下而上进行，按行回代的一般计算公式为

$$x_i = a_{i,n+1}^{(i)} - \sum_{j=i+1}^{n} a_{ij}^{(i)} x_j \quad (i = n,\cdots,2,1) \tag{8.2-27}$$

消去过程中对常数项 $\boldsymbol{B}$ 中的第 i 个元素 b_i 的运算包括

$$b_i^{(i)} = b_i^{(i-1)} / a_{ii}^{(i-1)} \quad (i = 1,2,\cdots,n) \tag{8.2-28}$$

$$b_i^{(k)} = b_i^{(k-1)} - a_{ik}^{(k-1)} b_k^{(k)} \quad (k = 1,2,\cdots,i-1) \tag{8.2-29}$$

将上式中的运算因子 a_{i1}，$a_{i2}^{(1)}$，$\cdots$，$a_{i,i-1}^{(i-2)}$ 及 $a_{ii}^{(i-1)}$ 逐行放在下三角部分和式（8.2-25）的上三角矩阵元素合在一起，就得到了因子表

$$\begin{matrix} a_{11} & a_{12}^{(1)} & a_{13}^{(1)} & a_{14}^{(1)} & \cdots & a_{1n}^{(1)} \\ a_{21} & a_{22}^{(1)} & a_{23}^{(2)} & a_{24}^{(2)} & \cdots & a_{2n}^{(2)} \\ a_{31} & a_{32}^{(1)} & a_{33}^{(2)} & a_{34}^{(3)} & \cdots & a_{3n}^{(3)} \\ a_{41} & a_{42}^{(1)} & a_{43}^{(2)} & a_{44}^{(3)} & \cdots & a_{4n}^{(4)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2}^{(1)} & a_{n3}^{(2)} & a_{n4}^{(3)} & \cdots & a_{nn}^{(n-1)} \end{matrix}$$

其中下三角元素用来对常数项 $\boldsymbol{B}$ 进行消去（前代）运算，上三角矩阵元素用来进行消去回代运算。

2.6 稀疏技术和电力网络节点编号优化

稀疏技术就是充分利用电力网络方程组的稀疏特性以提高求解效率的技术。当线性方程组的稀疏特性得到充分利用时，不仅在形成因子表过程中减少了计算量，更重要的是减少了求解方程组时前代和回代的计算量；因子表中有多少零元素，就减少多少乘加的运算量。因此，在因子表中保持尽可能多的零元素数是提高算法效率的关键。下面用例题说明。

对于如下的线性方程组

$$\left.\begin{array}{llllll} x_1 & +2x_2 & +x_3 & +x_4 & = 5 \\ 2x_1 & +x_2 & & & = 3 \\ x_1 & & +x_3 & & = 2 \\ x_1 & & & +x_4 & = 2 \end{array}\right\} \tag{8.2-30}$$

做以下的变换

$$x_1 = y_4, \quad x_2 = y_2, \quad x_3 = y_3, \quad x_4 = y_1 \tag{8.2-31}$$

则原方程组变为

$$\left.\begin{array}{llllll} y_1 & & & +y_4 & = 2 \\ & y_2 & & +2y_4 & = 3 \\ & & y_3 & +y_4 & = 2 \\ y_1 & +2y_2 & +y_3 & +y_4 & = 5 \end{array}\right\} \tag{8.2-32}$$

不难验证求解方程组（8.2-32）的计算量明显小于求解方程组（8.2-30）。

目前稀疏技术已被用于解决几乎所有大型电力网络的问题。可以进一步提高计算速度的还有稀疏相量法。稀疏相量法主要用来解决线性代数方程组的右端相量仅有少量非零元素，或我们只对待求相量中个别元素感兴趣的情况。一般线性方程求解时可以按行进行，也可以按列进行。但是在用稀疏相量法时，消去过程必须按列进行，而回代过程必须按行进行才能达到高效运算的目的。如果相量 $\boldsymbol{I}$ 是稀疏的，则在消去过程中只用 $\boldsymbol{L}$ 中某几列元素，称之为快速消去过程，简写为 FF。如果只需求相量 $\boldsymbol{V}$ 的几个元素，则在回代过程中只用 $\boldsymbol{U}$ 中某几行元素，称之为快速回代过程，简写为 FB。

如前所述，导纳矩阵是零元素很多的稀疏矩阵，分解后得到的三角阵一般也是稀疏矩阵。通常，导纳矩阵非零元素的分布和分解后三角阵是不同的。因为消去过程或分解过程中会产生新的非零元素，即注入元素。

所谓节点编号的优化，就是要寻求一种使注入元素数目最少的节点编号方式。为此，可以比较各种不同的节点编号方案在三角分解中出现的注入元素数目，从中选取注入元素最少的节点编号方案。但这样做需要分析非常多的方案，例如对仅有 5 个节点的电力网络来说，其编号的可能方案就有 5！=120 个。一般，对 n 个节点的电力网络来说节点编号的可能方案就有 $n!$ 个，工作量非常大。因此，在实际计算工作中往往来取一些简化的方法，求出一个相对的节点编号优化方案，并不一定追求“最优”方案。

目前，节点编号优化的方法很多，大致可以分为以下三类：

（1）静态按最少出线支路数编号。

这种方法又称为静态优化法。在编号以前，首先统计电力网络各节点的出线支路数；然后，按出线支路数由少到多的节点顺序编号，当有 n 个节点的出线支路数相同时，则可以按任意次序对这 n 个节点进行编号。这种编号方法的根据是，在导纳矩阵中，出线支路数最少的节点所对应的行中非零元素也最少，因此在消去过程中产生注入元素的可能性也比较小。这种方法非常简单，适用于接线方式比较简单，即环路较少的电力网络。

（2）动态地按最少出线支路数编号。

在上述方法中，各节点的出线支路数是按原始网络统计出来的，在编号过程中认为固定不变。事实上，在节点消去过程中，每消去一个节点以后，与该节点相连的各节点的出线支路数将发生变化（增加、减少或保持不变）。因此，如果在每消去一个节点后，立即修正尚未编号节点的出线支路数，然后选其中出线支路数最少的一个节点进行编号，就可以预期得到更好的效果。动态地按最少出线支路数编号方法的特点就是在按出线最少原则编号时考虑了消去过程中各节点出线数目的变动情况。这种方法也称为半动态优化法。

（3）动态地按增加出线数最少编号。

这种方法又称为动态优化法。用以上两种方法编号，只能使消去过程中出现新支路的可能性减少，但并不一定保证在消去这些节点时出现的新支路最少。比较严格的方法应该是按消去节点后增加出线数最少的原则编号。具体编号方法如下。

首先，根据星网变换的原理，分别统计消去网络各节点时增加的出线数，选其中增加出线数最少的被消去 i 节点编为第 1 号节点。确定了第 1 号节点以后，即从网络消去此节点，相应地修改其余节点的出线数目。然后，对网络中其余的节点重复以上过程，顺序编出第 2 号，第 3 号，…，一直到编完为止。

很明显，这种编号方法的工作量比以上两种方法大得多。

3 电力系统潮流计算分析

3.1 潮流计算的数学模型

电力系统潮流计算中，表征各节点运行状态的参数是该点的电压相量及复功率，也就是说，每个节点都有四个表征节点运行状态的量：V，θ，P，Q，因此，在 n 个节点的电力系统中共有 $4n$ 个运行参数。在一般电力系统潮流计算时，对每个节点往往给出两个运行参数作为已知条件，而另外两个则作为待求量。根据原始数据给出的方式，电力系统中的节点一般分为以下三种类型：

3.1.1 *PQ* 节点

这类节点给出的参数是该点的有功功率及无功功率（P，Q），待求量为该点的电压相量（V，θ）。通常将变电站母线作为 PQ 节点。当某些发电厂的功率 P，Q 给定时，也作为 PQ 节点。

3.1.2 *PV* 节点

这类节点给出的运行参数为该点的有功功率 P 及电压幅值 V，待求量是该点的无功功率 Q 及电压相量的角度 θ。这种节点在运行中往往要有一定可调节的无功电源，用以维持给定的电压值。

3.1.3 平衡节点

这类节点一般在系统中只设一个。对这个节点，我们给定该点的电压幅值，并取该点电压相量的方向作为参考轴。对平衡节点来说，待求量是该点的有功功率 P 及无功功率 Q，整个系统的功率平衡由这一节点来完成。平衡节点一般选择在调频发电厂母线。

电力系统潮流计算可以概略地归结为由系统各节点给定的复功率求解各节点电压相量的问题，因此如果能把复功率表示为各节点电压相量的方程式，就可以利用求解非线性方程式的牛顿法解出系统各节点的电压相量。

节点电压相量可以表示为极坐标的形式，也可以表示为直角坐标的形式。与此相应，在潮流计算中节点功率方程式也有两种形式。

节点功率方程的极坐标形式可表示为

$$\left.\begin{aligned}\Delta P_i &= P_{is} - V_i \sum_{j\in i} V_j (G_{ij}\cos\theta_{ij} + B_{ij}\sin\theta_{ij}) = 0\\ \Delta Q_i &= Q_{is} - V_i \sum_{j\in i} V_j (G_{ij}\sin\theta_{ij} - B_{ij}\cos\theta_{ij}) = 0\end{aligned}\right\}$$

$$(i = 1,2,\cdots,n) \qquad (8.2\text{-}33)$$

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$$

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$$

式中：P_{is}，Q_{is}为节点 i 给定的有功功率和无功功率；V_i 为节点 i 电压相量的幅值；θ_{ij} 为 i，j 两节点电压的相角差；Y_{ij} 为支路 ij 的阻抗。

对于 PV 节点来说，没有无功功率误差 ΔQ_i 的方程式。

当采用直角坐标形式时，对于 PQ 节点而言，其节点功率方程可表示为

$$\left.\begin{aligned}\Delta P_i &= P_{is} - e_i \sum_{j\in i} (G_{ij}e_j - B_{ij}f_j) - f_i \sum_{j\in i} (G_{ij}f_j + B_{ij}e_j) = 0\\ \Delta Q_i &= Q_{is} - f_i \sum_{j\in i} (G_{ij}e_j - B_{ij}f_j) + e_i \sum_{j\in i} (G_{ij}f_j + B_{ij}e_j) = 0\end{aligned}\right\}$$

$$(i = 1,2,\cdots,n) \qquad (8.2\text{-}34)$$

其中

$$e_i = V_i\cos\theta_i \qquad f_i = V_i\sin\theta_i$$

分别为节点 i 电压相量的纵分量和横分量。

对 PV 节点来说，给定量是 P_{is}，V_{is}，因此可以列出

$$\left.\begin{aligned}\Delta P_i &= P_{is} - e_i \sum_{j\in i} (G_{ij}e_j - B_{ij}f_j) - f_i \sum_{j\in i} (G_{ij}f_j + B_{ij}e_j) = 0\\ \Delta V_i^2 &= V_{is}^2 - (e_i^2 + f_i^2) = 0\end{aligned}\right\} \qquad (8.2\text{-}35)$$

由以上方程式，可以把电力系统潮流问题概略地归结为：对于给定的 P_{is}，Q_{is}（$i=1$，2，…，n）寻求这样一组电压向量 V_i，θ_i 或 e_i，f_i（$i=1$，2，…，n），使按式（8.2-33）、式（8.2-34）所得到的功率误差 ΔP_i，ΔQ_i（$i=1$，2，…，n）在容许范围以内。

3.2　潮流计算的牛顿法

牛顿法（又称牛顿-拉夫逊法）是解非线性方程式的有效方法。这个方法把非线性方程式的求解过程变成反复对相应的线性修正方程式的求解过程，通常称为逐次线性化过程，这是牛顿法的核心。

首先，对牛顿法的求解过程简述如下：

给出如下非线性方程组

$$\boldsymbol{F}(\boldsymbol{X}) = \boldsymbol{0} \qquad (8.2\text{-}36)$$

其修正方程为

$$\boldsymbol{F}(\boldsymbol{X}^{(t)}) = \boldsymbol{J}^{(t)}\Delta\boldsymbol{X}^{(t)} \qquad (8.2\text{-}37)$$

式中：$\boldsymbol{F}(\boldsymbol{X}^{(t)})$为第 t 次迭代时函数的误差相量；$\boldsymbol{J}^{(t)}$ 为第 t 次迭代时的雅可比矩阵；$\Delta\boldsymbol{X}^{(t)}$ 为第 t 次迭代时的修正量相量。

由式（8.2-37）求出 $\Delta\boldsymbol{X}^{(t)}$ 后，按下式对待求量进行修正

$$\boldsymbol{X}^{(t+1)} = \boldsymbol{X}^{(t)} - \Delta\boldsymbol{X}^{(t)} \qquad (8.2\text{-}38)$$

这样，在给出初值 $\Delta\boldsymbol{X}^{(0)}$ 后，反复交替解式（8.2-37）及式（8.2-38）就可以使 $X^{(t+1)}$ 逐步趋近方程式的真正解。为了判断收敛情况，可采用以下两个不等式中的一个

$$\| \Delta\boldsymbol{X}^{(t)} \| < \varepsilon_1 \qquad (8.2\text{-}39)$$

$$\| \boldsymbol{F}(\boldsymbol{X}^{(t)}) \| < \varepsilon_2 \qquad (8.2\text{-}40)$$

以上 $\| \Delta\boldsymbol{X}^{(t)} \|$ 及 $\| \boldsymbol{F}(\boldsymbol{X}^{(t)}) \|$ 分别表示相量 $\Delta\boldsymbol{X}^{(t)}$ 及 $\boldsymbol{F}(\boldsymbol{X}^{(t)})$ 的最大分量的绝对值，ε_1 和 ε_2 为预先给出的很小正数。

在 3.1 节中我们给出了两种类型的功率方程式。虽然它们求解时在迭代步骤上没有差别，但其修正方程式则各有特点。

当采用极坐标的数学模型式（8.2-33）时，待求量是各节点电压的幅值和角度 V_i，θ_i（$i=1$，2，…，n）。对 PV 节点来说，节点 i 电压幅值 V_i 是给定的，不再作为变量。因此，在迭代过程中应该取消与 PV 节点有关的无功功率方程式。同样，由于平衡节点电压幅值及相角都是给定量，因此与平衡节点有关的方程式也不参与迭代过程。

设系统节点总数为 n，PV 节点共 r 个。为了叙述方便，我们把平衡节点排在最后，即设为第 n 节点，则潮流计算要解的方程式应包括 $n-1$ 个有功功率方程式及 $n-r-1$ 个无功功率方程式。以上方程式的待求量为各节点电压的角度 θ_i 及电压幅值 V_i，其中 θ_i 共有 $n-1$ 个，V_i 共有 $n-r-1$ 个。这样，未知量共有 $2n-r-2$ 个，恰好可由以上 $2n-r-2$ 个方程式求出。

将式（8.2-33）按泰勒级数展开，略去高次项后，即可得到修正方程式

$$\begin{bmatrix}\Delta P_1\\ \Delta P_2\\ \vdots\\ \Delta P_{n-1}\\ \vdots\\ \Delta Q_1\\ \Delta Q_2\\ \vdots\\ \Delta Q_{n-1}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}H_{11} & H_{12} & \cdots & H_{1,n-1} & \cdots & N_{11} & N_{12} & \cdots & N_{1,n-1}\\ H_{21} & H_{22} & \cdots & H_{2,n-1} & \cdots & N_{21} & N_{22} & \cdots & N_{2,n-1}\\ & & \cdots & & \cdots & & & \cdots & \\ H_{n-1,1} & H_{n-1,2} & \cdots & H_{n-1,n-1} & \cdots & N_{n-1,1} & N_{n-1,2} & \cdots & N_{n-1,n-1}\\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots\\ J_{11} & J_{12} & \cdots & J_{1,n-1} & \cdots & L_{11} & L_{12} & \cdots & L_{1,n-1}\\ J_{21} & J_{22} & \cdots & J_{2,n-1} & \cdots & L_{21} & L_{22} & \cdots & L_{2,n-1}\\ & & \cdots & & \cdots & & & \cdots & \\ J_{n-1,1} & J_{n-1,2} & \cdots & J_{n-1,n-1} & \cdots & J_{n-1,1} & J_{n-1,2} & \cdots & J_{n-1,n-1}\end{bmatrix} \times \begin{bmatrix}\Delta\theta_1\\ \Delta\theta_2\\ \vdots\\ \Delta\theta_{n-1}\\ \cdots\\ \Delta V_1/V_1\\ \Delta V_2/V_2\\ \vdots\\ \Delta V_{n-1}/V_{n-1}\end{bmatrix} \qquad (8.2\text{-}41)$$

式中：电压幅值的修正量采用 $\Delta V_1/V_1$，$\Delta V_2/V_2$，…，$\Delta V_{n-1}/V_{n-1}$的形式并没有什么特殊意义，只不过为了使雅可比矩阵中各元素具有比较相似的表达式。式中雅可比矩阵中各元素的表达式

$$H_{ij} = \frac{\partial\Delta P_i}{\partial\theta_j} = -V_iV_j(G_{ij}\sin\theta_{ij} - B_{ij}\cos\theta_{ij}) \quad j\neq i$$

$$H_{ii} = \frac{\partial\Delta P_i}{\partial\theta_i} = V_i\sum_{\substack{j\in i\\ j\neq i}} V_j(G_{ij}\sin\theta_{ij} - B_{ij}\cos\theta_{ij})$$

或

$$H_{ii} = V_i^2B_{ii} + Q_i$$

$$N_{ij} = \frac{\partial\Delta P_i}{\partial V_j}V_j = -V_iV_j(G_{ij}\cos\theta_{ij} + B_{ij}\sin\theta_{ij}) \quad j\neq i$$

$$N_{ii} = \frac{\partial\Delta P_i}{\partial V_i}V_i = -V_i\sum_{\substack{j\in i\\ j\neq i}} V_j(G_{ij}\cos\theta_{ij} + B_{ij}\sin\theta_{ij})$$

$$-2V_i^2G_{ii} = -V_i^2G_{ii} - P_i$$

$$J_{ij} = \frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_j}V_j = V_iV_j(G_{ij}\cos\theta_{ij} + B_{ij}\sin\theta_{ij}) \quad j \neq i$$

$$J_{ii} = \frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_i}V_i = -V_i\sum_{\substack{j\in i\\ j\neq i}} V_j(G_{ij}\cos\theta_{ij} + B_{ij}\sin\theta_{ij})$$

$$= V_i^2G_{ii} - P_i$$

$$L_{ij} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_j}V_j = -V_iV_j(G_{ij}\sin\theta_{ij} - B_{ij}\cos\theta_{ij}) \quad j \neq i$$

$$L_{ii} = \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_j}V_j = -V_i\sum_{\substack{j\in i\\ j\neq i}} V_j(G_{ij}\sin\theta_{ij} - B_{ij}\cos\theta_{ij}) +$$

$$2V_i^2B_{ii} = V_i^2B_{ii} - Q_i$$

修正方程式（8.2-41）可以写成更为简单的形式

$$\begin{bmatrix}\Delta P\\ \Delta Q\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}H & N\\ J & L\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta\theta\\ \Delta V/V\end{bmatrix} \tag{8.2-42}$$

当采用直角坐标时，潮流问题的待求量为各节点电压的实部和虚部两个分量 e_1，f_1，e_2，f_2，…，e_n，f_n。由于平衡节点电压相量是给定的，因此待求量共 2（$n-1$）个，需要 2（$n-1$）个方程式。事实上，除平衡节点的功率方程式在迭代过程中没有约束作用以外，其余每个节点都可列出两个方程式，见式（8.2-34）、式（8.2-35）。将它们按泰勒级数展开，略去高次项后，即可得到修正方程式，写成矩阵的形式如下

$$\begin{bmatrix}\Delta P_1\\ \Delta Q_1\\ \Delta P_2\\ \Delta Q_2\\ \vdots\\ \Delta P_i\\ \Delta V_i^2\\ \cdots\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}\frac{\partial\Delta P_1}{\partial e_1} & \frac{\partial\Delta P_1}{\partial f_1} & \frac{\partial\Delta P_1}{\partial e_2} & \frac{\partial\Delta P_1}{\partial f_2} & \cdots & \frac{\partial\Delta P_1}{\partial e_i} & \frac{\partial\Delta P_1}{\partial f_i} & \cdots\\ \frac{\partial\Delta Q_1}{\partial e_1} & \frac{\partial\Delta Q_1}{\partial f_1} & \frac{\partial\Delta Q_1}{\partial e_2} & \frac{\partial\Delta Q_1}{\partial f_2} & \cdots & \frac{\partial\Delta Q_1}{\partial e_i} & \frac{\partial\Delta Q_1}{\partial f_i} & \cdots\\ \frac{\partial\Delta P_2}{\partial e_1} & \frac{\partial\Delta P_2}{\partial f_1} & \frac{\partial\Delta P_2}{\partial e_2} & \frac{\partial\Delta P_2}{\partial f_2} & \cdots & \frac{\partial\Delta P_2}{\partial e_i} & \frac{\partial\Delta P_2}{\partial f_i} & \cdots\\ \frac{\partial\Delta Q_2}{\partial e_1} & \frac{\partial\Delta Q_2}{\partial f_1} & \frac{\partial\Delta Q_2}{\partial e_2} & \frac{\partial\Delta Q_2}{\partial f_2} & \cdots & \frac{\partial\Delta Q_2}{\partial e_i} & \frac{\partial\Delta Q_2}{\partial f_i} & \cdots\\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots\\ \frac{\partial\Delta P_i}{\partial e_1} & \frac{\partial\Delta P_i}{\partial f_1} & \frac{\partial\Delta P_i}{\partial e_2} & \frac{\partial\Delta P_i}{\partial f_2} & \cdots & \frac{\partial\Delta P_i}{\partial e_i} & \frac{\partial\Delta P_i}{\partial f_i} & \cdots\\ 0 & 0 & 0 & 0 & \cdots & \frac{\partial\Delta V_i^2}{\partial e_i} & \frac{\partial\Delta V_i^2}{\partial f_i} & \cdots\\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta e_1\\ \Delta f_1\\ \Delta e_2\\ \Delta f_2\\ \vdots\\ \Delta e_i\\ \Delta f_i\\ \cdots\end{bmatrix} \tag{8.2-43}$$

式中雅可比矩阵中各元素的表达式如下。当 $j\neq i$ 时

$$\left.\begin{aligned}\frac{\partial\Delta P_i}{\partial e_j} &= -\frac{\partial\Delta Q_i}{\partial f_j} = -(G_{ij}e_i + B_{ij}f_i)\\ \frac{\partial\Delta P_i}{\partial f_j} &= \frac{\partial\Delta Q_i}{\partial e_j} = B_{ij}e_i - G_{ij}f_i\\ \frac{\partial\Delta V_i^2}{\partial e_j} &= -\frac{\partial\Delta V_i^2}{\partial f_j} = 0\end{aligned}\right\} \tag{8.2-44}$$

以上为非对角元素。当 $j=i$ 时

$$\frac{\partial\Delta P_i}{\partial e_i} = -\sum_{j\in i}(G_{ij}e_i - B_{ij}f_i) - G_{ii}e_i - B_{ii}f_i$$

令

$$\left.\begin{aligned}\sum_{j\in i}(G_{ij}e_j - B_{ij}f_j) &= a_i\\ \sum_{j\in i}(G_{ij}f_j + B_{ij}e_j) &= b_i\end{aligned}\right\} \tag{8.2-45}$$

则上式可以改写为

$$\frac{\partial\Delta P_i}{\partial e_i} = -a_i - G_{ii}e_i - B_{ii}f_i$$

同样得到

$$\left.\begin{aligned}\frac{\partial\Delta Q_i}{\partial f_i} &= -\sum_{j\in i}(G_{ij}e_j - B_{ij}f_j) + G_{ii}e_i + B_{ii}f = -a_i + G_{ii}e_i + B_{ii}f\\ \frac{\partial\Delta P_i}{\partial f_i} &= -\sum_{j\in i}(G_{ij}f_j + B_{ij}e_j) + B_{ii}e_i - G_{ii}f = -b_i + B_{ii}e_i - G_{ii}f_i\\ \frac{\partial\Delta Q_i}{\partial e_i} &= \sum_{j\in i}(G_{ij}f_j + B_{ij}e_j) + B_{ii}e_i - G_{ii}f = b_i + B_{ii}e_i - G_{ii}f\\ \frac{\partial\Delta V_i^2}{\partial e_i} &= -2e_i\\ \frac{\partial\Delta V_i^2}{\partial f_i} &= -2f_i\end{aligned}\right\} \tag{8.2-46}$$

以上得到的两种坐标系统修正方程式，是牛顿法潮流程序中需要反复求解的基本方程式。这两种修正方程式有以下特点：

（1）由两种坐标系统雅可比矩阵非对角元素的表示式可以看出，修正方程式系数矩阵与导纳矩阵具有相同的结构，因此修正方程式系数矩阵也是稀疏矩阵。

（2）由雅可比矩阵各元素的表达式可以看出，两种坐标系统修正方程式的系数矩阵都是不对称的。

（3）两种修正方程式的系数矩阵——雅可比矩阵中诸元素都是节点电压相量的函数，因此在迭代过程中，它们将随着各节点电压相量的变化而不断变化。

以下用直角坐标形式为例说明牛顿法潮流的求解过程。在牛顿法潮流程序中，电力网络是用导纳矩阵来描述的，因此应首先形成导纳矩阵。求解过程大致分为以下几个步骤：

（1）给定各节点电压初值 $e^{(0)}$，$f^{(0)}$。一般电力系统在正常运行情况下，各节点运行在额定电压附近，通常初值采用“平启动”方式，即

$$e_i^{(0)} = 1.0 \quad f_i^{(0)} = 0.0(i = 1,2,\cdots,n)$$

（2）将电压初值 $e^{(0)}$，$f^{(0)}$ 代入式（8.2-34）、式（8.2-35），求修正方程式的常数项 $\Delta P^{(0)}$，$\Delta Q^{(0)}$，$(\Delta V^2)^{(0)}$；

（3）将电压初值代入式（8.2-44）、式（8.2-46）中求修正方程式系数矩阵（雅可比矩阵）各元素；

（4）解修正方程式（8.2-43），求修正量 $\Delta e^{(0)}$，$\Delta f^{(0)}$；

（5）修正各节点电压相量

$$\left.\begin{aligned}e^{(1)} &= e^{(0)} - \Delta e^{(0)}\\ f^{(1)} &= f^{(0)} - \Delta f^{(0)}\end{aligned}\right\} \tag{8.2-47}$$

（6）用 $e^{(1)}$，$f^{(1)}$ 求 $\Delta P^{(1)}$，$\Delta Q^{(1)}$，$(\Delta V^2)^{(1)}$；

（7）校验是否收敛，如收敛，则进而求各支路潮流并打印输出计算结果，否则再以 $e^{(1)}$、$f^{(1)}$ 为初值，返回第（3）步骤进行下一次迭代。

牛顿法潮流程序的原理框图如图 8.2-6 所示。

3.3 潮流计算的 P-Q 分解法

P-Q 分解法大大提高了潮流计算的速度，不仅可用于离线计算，而且也可用于电力系统在线静态安全监视，从而得到了广泛应用。

牛顿法潮流程序的核心是求解修正方程式。当节点功率方程式采取极坐标表达式时，修正方程式为（见式 8.2-42）

$$\begin{bmatrix}\Delta P\\ \Delta Q\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}H & N\\ J & L\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta\theta\\ \Delta V/V\end{bmatrix} \tag{8.2-48}$$

可展开为

$$\left.\begin{aligned}\Delta P &= H\Delta\theta + N\,\Delta V/V\\ \Delta Q &= J\Delta\theta + L\,\Delta V/V\end{aligned}\right\} \tag{8.2-49}$$

以上方程式是从数学上严格推导出来的，并没有考虑电力系统这个具体对象的特点。

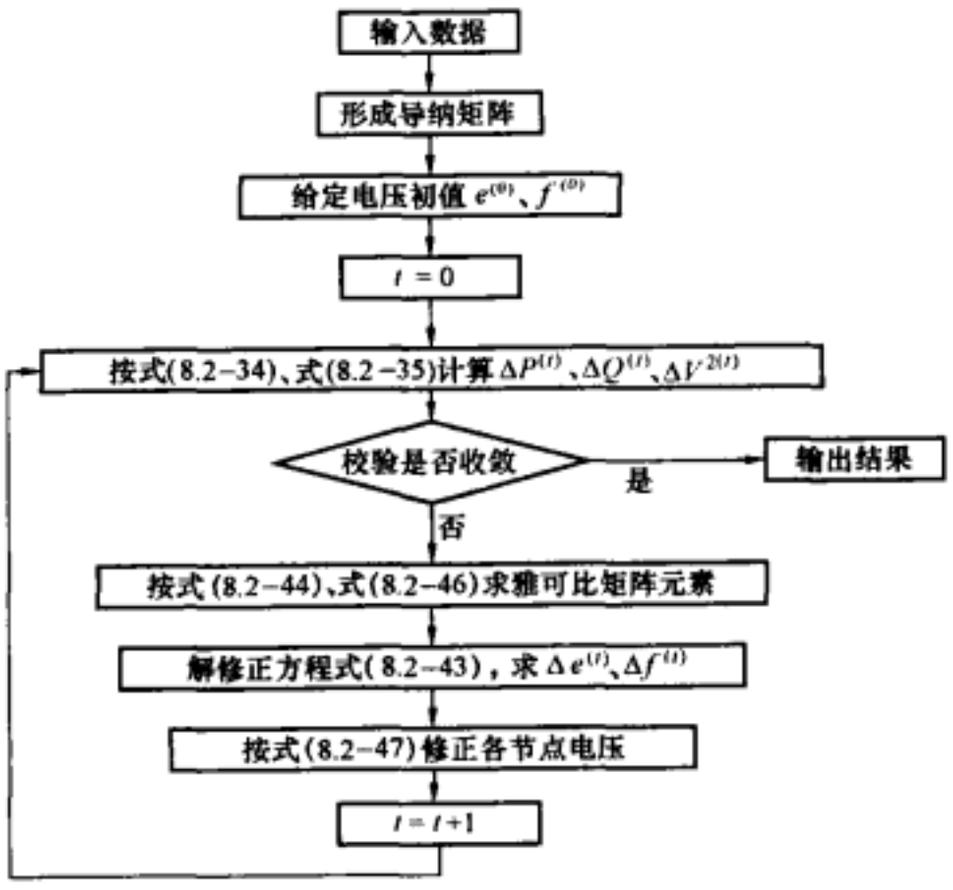


图 8.2-6　牛顿法潮流程序原理框图

众所周知，在高压电力系统中有功功率潮流主要与各节点电压相量的角度有关，无功功率潮流则主要受各节点电压幅值的影响。大量运算经验也告诉我们，式（8.2-49）中矩阵 $\boldsymbol{N}$ 及 $\boldsymbol{J}$ 中各元素的数值相对是很小的。因此有功功率和无功功率可解耦进行迭代，即将式（8.2-49）简化为

$$\left.\begin{aligned}\Delta \boldsymbol{P} &= \boldsymbol{H}\Delta\boldsymbol{\theta}\\ \Delta \boldsymbol{Q} &= \boldsymbol{L}\Delta \boldsymbol{V}/\boldsymbol{V}\end{aligned}\right\} \tag{8.2-50}$$

式中：$\boldsymbol{V}$ 为以节点电压幅值为对角元素的对角矩阵。这样，就把 $2n$ 阶的线性方程组变成了两个 n 阶的线性方程组，因而计算量和内存方面都有改善。考虑到输电系统的具体特点采取了以下简化假定

$$\left.\begin{aligned}\cos\theta_{ij} &\approx 1\\ G_{ij}\sin\theta_{ij} &\ll B_{ij}\end{aligned}\right\} \tag{8.2-51}$$

此外，与系统各节点无功功率相应的导纳 B_{Li} 必定远远小于该节点自导纳的虚部，即

$$B_{Li}=\frac{Q_i}{V_i^2}\ll B_{ii}$$

因此

$$Q_i \ll V_i^2 B_{ii} \tag{8.2-52}$$

这样，3.2 节中极坐标方程中的系数矩阵中的元素表示式可以简化为

$$\left.\begin{aligned}H_{ii} &= V_i^2 B_{ii}\\ H_{ij} &= V_i V_j B_{ij}\\ L_{ii} &= V_i^2 B_{ii}\\ L_{ij} &= V_i V_j B_{ij}\end{aligned}\right\}$$

进一步可以把修正方程式变为

$$\begin{bmatrix}\Delta P_1/V_1\\ \Delta P_2/V_2\\ \vdots\\ \Delta P_n/V_n\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}B_{11} & B_{12} & \cdots & B_{1n}\\ B_{21} & B_{22} & \cdots & B_{2n}\\ & \cdots & \cdots & \\ B_{n1} & B_{n2} & \cdots & B_{nn}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}V_1\Delta\theta_1\\ V_2\Delta\theta_2\\ \vdots\\ V_n\Delta\theta_n\end{bmatrix} \tag{8.2-53}$$

及

$$\begin{bmatrix}\Delta Q_1/V_1\\ \Delta Q_2/V_2\\ \vdots\\ \Delta Q_n/V_n\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}B_{11} & B_{12} & \cdots & B_{1n}\\ B_{21} & B_{22} & \cdots & B_{2n}\\ & \cdots & \cdots & \\ B_{n1} & B_{n2} & \cdots & B_{nn}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta V_1\\ \Delta V_2\\ \vdots\\ \Delta V_n\end{bmatrix} \tag{8.2-54}$$

以上两式就是 P-Q 分解法的修正方程式，其中系数矩阵是系统导纳矩阵的虚部，因而不仅是对称的稀疏矩阵，而且在迭代过程中维持不变。P-Q 分解法大大提高了潮流计算的速度，从而得到了广泛应用。

为了改善 P-Q 分解法的收敛特性，在实践中，对两个修正方程式的系数矩阵做了不同处理，形成了不同的 P-Q 分解法。

式（8.2-53）、式（8.2-54）可以简写为

$$\Delta \boldsymbol{P}/\boldsymbol{V}=\boldsymbol{B}'\boldsymbol{V}\Delta\boldsymbol{\theta} \tag{8.2-55}$$

$$\Delta \boldsymbol{Q}/\boldsymbol{V}=\boldsymbol{B}''\Delta\boldsymbol{V} \tag{8.2-56}$$

首先应该指出，以上两式中 $\boldsymbol{B}'$ 与 $\boldsymbol{B}''$ 的阶数是不同的，$\boldsymbol{B}'$ 为 $n-1$ 阶，$\boldsymbol{B}''$ 低于 $n-1$ 阶。因为式（8.2-56）不包含与 PV 节点有关的方程式。因此，如果系统有 r 个 PV 节点，则 $\boldsymbol{B}''$ 应为 $n-r-1$ 阶。

为了加速收敛，在 $\boldsymbol{B}'$ 中应尽量去掉那些对有功功率及电压相量角度无关或影响较小的因素。为此，我们以电力系统导纳矩阵的虚部作为 $\boldsymbol{B}'$，但是去掉了充电电容和变压器非标准变比的影响。具体地说，$\boldsymbol{B}'$ 的非对角元素和对角元素分别按下式计算

$$B'_{ij}=-\frac{x_{ij}}{r_{ij}^2+x_{ij}^2},\quad B'_{ii}=\sum_{j\in i}\frac{x_{ij}}{r_{ij}^2+x_{ij}^2}=\sum_{j\in i}B'_{ij} \tag{8.2-57}$$

式中：r_{ij}，x_{ij} 分别为支路 ij 的电阻和感抗。

同样道理，应该在 $\boldsymbol{B}''$ 中去掉那些对无功功率及电压幅值影响较小的因素，例如，应去掉输电线路电阻对 $\boldsymbol{B}''$ 的影响。因此，$\boldsymbol{B}''$ 的非对角元素和对角元素分别按下式计算

$$B''_{ij}=-\frac{1}{x_{ij}},\quad B''_{ii}=\sum_{j\in i}\frac{1}{x_{ij}}-b_{ii} \tag{8.2-58}$$

式中：b_{ii} 为节点 i 的接地支路的电纳。

按式（8.2-57）及式（8.2-58）形成 $\boldsymbol{B}'$ 与 $\boldsymbol{B}''$ 的 P-Q 分解法通常又叫 BX 法，与该方法相对应的另一种方法是 XB 法。在 XB 法中，ΔP 与 $\Delta\theta$ 迭代用的 $\boldsymbol{B}'$ 按式（8.2-58）计算；ΔQ 与 ΔV 迭代用的 $\boldsymbol{B}''$ 按式（8.2-57）计算。虽然这两种方法的修正方程式不同，但是都具有良好的收敛特性。对 IEEE 的几个标准测试电力系统计算的收敛情况如表 8.2-1 所示，表中给出的是收敛迭代次数。

表 8.2-1　　BX 法与 XB 法的收敛性比较

节点数	牛顿法	BX 法	XB 法
5	4	10	10
30	3	5	5
57	3	6	6
118	3	6	7

在图 8.2-7 中表示了 P-Q 分解法潮流程序的基本原理框图，从中可以看出计算的大致过程和程序的逻辑结构。

由图 8.2-7 中可以看出，当输入信息及原始数据并对原始数据进行加工处理后，就可形成导纳矩阵。然后，根据式（8.2-57）求出 $\boldsymbol{B}'$，并对 $\boldsymbol{B}'$ 进行三角分解，形成第一个因子表（图中框③），这就为 P—θ 迭代时求解修正方程式（8.2-53）做好了准备。

根据式（8.2-58），考虑输电线路的充电电容及非标准变比变压器的接地支路后，求出 $\boldsymbol{B}''$，并对它进行三角分解，形成第二个因子表（图中框④），这就为 Q—V 迭代时求解修正方程式（8.2-54）做好了准备。

应该指出，$\boldsymbol{B}'$ 和 $\boldsymbol{B}''$ 的形成可在形成导纳矩阵过程中同时进行。同时，在框②中导纳矩阵形成以后，应该把它储存起来，以便在迭代时利用它计算功率误差。

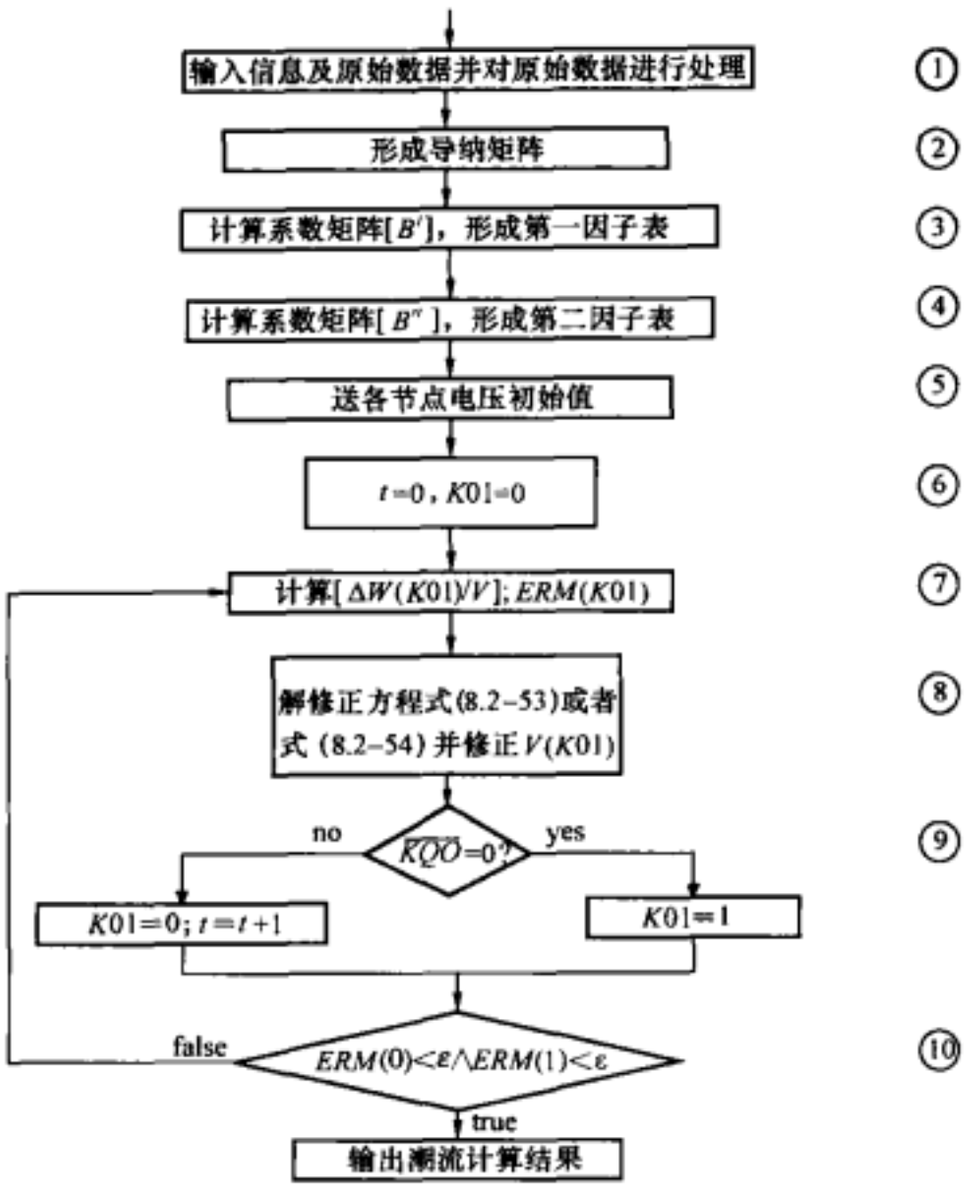


图 8.2-7 *P-Q* 分解法潮流程序的基本原理框图

t—迭代次数计数单元。K01—特征记数单元，只有“0”和“1”两种状态。当迭代有功功率时，K01 为 0；当迭代无功功率时，K01 为 1。在迭代过程中，顺次迭代一次有功功率和一次无功功率才算进行了一次迭代，这时 K01 变化一个周期，*t* 计数单元加 1。Δ*W*—功率误差的数值，其中包括有功功率误差及无功功率误差。当 K01＝0 时，Δ*W*（K01）为有功功率误差；当 K01＝1 时，Δ*W*（K01）为无功功率误差。***V***—电压相量数组，包括各节点电压的幅值及角度。当 K01＝0 时，*V*（K01）表示电压的角度；当 K01＝1 时，*V*（K01）表示电压的幅值。***ERM***—寄存每次迭代过程中最大的功率误差，包括最大有功功率误差及最大无功功率误差。当 K01＝0 时，***ERM***（K01）表示最大有功功率误差；当 K01＝1 时，***ERM***（K01）表示最大无功功率误差。ε—收敛条件，标幺值取 10^{-4}。

图中框⑤～框⑩属于迭代过程。迭代过程从送电压初值开始。

框⑤的任务是向各节点送电压初值。电压初值应按 *PQ* 节点及 *PV* 节点分别进行。一般对 *P-Q* 节点来说其电压幅值可送系统平均电压；对 *PV* 节点来说，其电压幅值应送该节点要维持的电压值。各节点电压相量的角度初值可一律取零度。

图中框⑥建立了迭代的初始状态，迭代是由 *P*—θ 迭代开始的，因此 K01 应置“0”。

图 8.2-7 所示的计算程序是按 1θ，1*V* 方式进行迭代的，也就是说，首先进行一次 *P*—θ 迭代，然后进行一次 *Q*—*V* 迭代，之后再进行一次 *P*—θ 迭代，…，这样反复下去。

框⑦计算各节点功率误差，并记录最大的功率误差 ***ERM***（K01），以便校验是否收敛。

框⑧求解修正方程式，求出相应的修正量，并修正电压向量的角度或幅值。框⑨的作用是建立下次迭代的状态并对迭代过程计数。

框⑩的作用是校验整个潮流计算是否收敛。当框中两个条件都满足时，就说明 *P*—θ 迭代及 *Q*—*V* 迭代均已收敛，因而可以转出迭代过程，输出潮流计算结果，否则应返回框⑦迭代过程。

3.4 最优潮流的模型及算法

电力系统最优潮流（Optimal Power Flow，OPF），是一个带约束的优化问题，要求在满足特定的电力系统运行和安全约束条件下，通过调整系统中可利用控制手段实现预定目标最优的系统运行状态。最优潮流应用领域已十分广泛，针对不同的应用，OPF 模型可以选择不同的目标函数、不同的约束条件以及不同的控制变量。

最优潮流模型应在以下给定条件下提出：

（1）各火电（核电）投入运行的机组已知（不解决机组开停问题）。

（2）各水电机组的功率已定（由水库经济调度确定）。

（3）电力网络结构确定（不受接线方式影响，不考虑网络重构问题）。

OPF 的变量主要分为两大类：①控制变量，通常包括各火电（核电）机组有功功率、各发电机/同步补偿机无功功率（或机端电压），移相器抽头位置、可调变压器抽头位置、并联电抗器/电容器容量，在某些紧急情况下，水电机组快速启动，某些负荷的卸载也可以作为控制的手段；②状态变量，是控制变量的因变量，通常包括各节点电压和各支路功率等。

最优潮流考虑的系统约束条件有：

（1）各节点有功功率和无功功率平衡约束。

（2）各发电机有功功率上下界约束。

（3）各发电机/同步补偿机无功功率上下界约束。

（4）并联电抗器/电容器容量约束。

（5）移相器抽头位置约束。

（6）可调变压器抽头位置约束。

（7）各节点电压幅值上下界约束。

（8）各支路传输功率约束。

从数学观点来看，以上约束中（1）为等式约束，其余为不等式约束；（1），（8）为变量函数约束，若在数学模型中节点电压采用直角坐标形式，（7）也属于变量函数约束，其余都属于简单变量约束。从约束的物理特性而言，（2）～（6）称为控制变量约束（硬约束）；（7），（8）称为状态变量约束（软约束）。

最优潮流有各式各样的目标函数，最常用的形式有系统运行成本最小和有功传输损耗最小等。电力系统调度运行研究中常用的最优潮流一般以系统运行成本最小为目标，其数学模型如下：

（1）目标函数

$$\min \sum_{i \in S_G} (a_{2i} P_{Gi}^2 + a_{1i} P_{Gi} + a_{0i}) \tag{8.2-59}$$

式中：P_{Gi} 为第 i 台发电机的有功功率；a_{0i}，a_{1i}，a_{2i} 为其耗量特性曲线参数。

（2）约束条件

$$P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{j=1}^{n} V_j (G_{ij} \cos\theta_{ij} + B_{ij} \sin\theta_{ij}) = 0$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} + V_i \sum_{j=1}^{n} V_j (G_{ij} \sin\theta_{ij} - B_{ij} \cos\theta_{ij}) = 0 \quad i \in S_B \tag{8.2-60}$$

$$\underline{P}_{Gi} \leqslant P_{Gi} \leqslant \overline{P}_{Gi} \quad i \in S_G \tag{8.2-61}$$

$$\underline{Q}_{Ri} \leqslant Q_{Ri} \leqslant \overline{Q}_{Ri} \quad i \in S_R \tag{8.2-62}$$

$$\underline{V}_i \leqslant V_i \leqslant \overline{V}_i \quad i \in S_B \tag{8.2-63}$$

$$|P_l| = |P_{ij}| = |V_i^2 G_{ij} - V_i V_j (G_{ij} \cos\theta_{ij} + B_{ij} \sin\theta_{ij})|$$

$$\leqslant \overline{P}_l \quad l \in S_l \tag{8.2-64}$$

式中：S_B 为系统所有节点集合；S_G 为所有发电机集合；S_R 为所有无功源集合；S_l 为所有支路集合；P_{Gi}，Q_{Gi} 为发电机 i 的有功，无功功率；P_{Di}，Q_{Di} 为节点 i 的有功，无功负荷；V_i，θ_i 为节点 i 电压幅值与相角；$\theta_{ij}=\theta_i-\theta_j$；$G_{ij}$，$B_{ij}$ 为节点导纳矩阵第 i 行第 j 列元素的实部与虚部；P_l 为线路 l 的有功潮流，设线路 l 两端节点为 i，j。

以上模型中式（8.2-60）为等式约束（节点功率平衡方程）；式（8.2-62）～式（8.2-64）为不等式约束；依次为电源有功功率上下界约束，无功源无功功率上下界约束，节点电压上下界约束，线路潮流约束。该模型采用的是节点电压极坐标的表示形式，当然也可以采用节点电压直角坐标的表示形式。

目前已有不少求解最优潮流的模型和方法，归纳起来有非线性规划法、二次规划法、线性规划方法、混合规划法以及近年出现的内点算法和人工智能方法等，现在分别简述如下。

3.4.1　非线性规划方法（Non-linear Programming，NLP）

非线性规划问题的目标或约束函数呈现非线性特性，其约束条件可由等式和/或不等式约束组成。非线性规划分为无约束非线性规划和有约束非线性规划。有约束非线性规划方法的基本思想是利用拉格朗日乘子法或罚函数法建立增广目标函数，使有约束非线性规划问题先转化为无约束非线性规划，然后利用不同的数学优化方法求解。

非线性模型是最早的 OPF 数学表达形式。第一个成功的最优潮流算法是 Dommel 和 Tinney 于 1968 年提出的简化梯度算法。这种算法建立在 Newton 法潮流计算基础之上，独立变量取系统的控制变量，用惩罚函数处理违约的函数不等式约束，用拉格朗日乘子方法判别是否已到边界。但是用罚函数处理不等式约束会产生病态条件，会导致收敛性变坏。为了提高算法的收敛性，可以使用 Fletcher-Powell 算法修正步长，在优化过程的每一步均要检查收敛性，使收敛性得到了一定的改善，但由于梯度法本身的局限，优化过程仍存在振荡现象，影响效率。1970 年，Sasson 在 Tinney 等人工作的基础上研究牛顿法对于 OPF 收敛性能的改进，虽然克服了过去方法中的收敛振荡现象，但计算过程中海森矩阵的求解使算法对大型系统望而却步。转移惩罚函数法在求解约束非线性规划问题时能克服传统惩罚函数法海森矩阵病态的缺陷。1982 年，Divi 和 Kesavan 在该方法中采用简化梯度概念和拟牛顿算法优化转移惩罚函数改进了算法的收敛性和精确度，实验表明与标准惩罚函数法相比可节约 30% 的计算时间。紧接着，Talukdar 等人发现运用拟牛顿变矩阵方法求解 OPF 问题有以下优点：①可直接处理 OPF 模型中的各种约束；②鲁棒性强，可起始于一个不可行解；③与同期其他算法比较，计算速度快了几倍。

与利用一阶信息的梯度法不同，牛顿法作为一种解决非线性问题的经典算法，直接满足 KKT 条件，不但利用了目标函数在搜索点的梯度，而且还利用了目标函数的二阶导数，考虑了梯度变化的趋势，具有二阶收敛性，速度更快。

3.4.2　二次规划法（Quadratic Programming，QP）

二次规划是非线性规划的特殊形式，它仅适于求解目标函数为二次形式，约束条件为线性表达式的问题。1973 年，Reid 和 Hasdorf 首次提出用二次规划法求解经济调度问题，通过引入人工变量把费用函数（目标函数）近似为二次函数，利用泰勒级数展开把约束线性化，并采用线性规划中的 Wolfe 算法求得最优解，其中算法收敛并不受梯度步长和惩罚因子选择的影响，但是计算时间将随系统规模的增大而明显延长。1982 年 OPF 二次规划法的研究取得了突破性进展，Burchett 等人将原非线性规划模型分解为一系列二次规划子问题，运用增广拉格朗日法能从不可行点找到原问题的最优解，甚至在潮流方程发散的情况下也能得到可行点。以 2000 节点系统测试证明算法的速度和鲁棒性有了极大改善。二次规划的优点是比较精确可靠，但其计算时间随变量和约束条件数目的增加而急剧增长，而且在求临界可行问题时会导致不收敛。

3.4.3　线性规划法（Linear Programming，LP）

线性规划法是电力系统最优潮流问题的另一大类求解方法。在这类方法中，通常把整个问题分解为有功功率和无功功率两个子优化问题，它们或者进行交替迭代求解，或者分别求解。在求解方法上，大都采用分段线性或逐次线性化逼近非线性规划问题，然后利用线性规划方法求解。1968 年 Wells 首次提出用线性规划法求解安全约束的经济调度问题，算法思想是将成本目标函数和约束条件线性化后用单纯形法求解。其算法有两大缺陷：①在不可行条件下，最终结果不是最优解；②由于计算机舍入误差影响，约束可能出现过负荷现象。1970 年，Shen 和 Laughton 提出对偶线性规划技术，采用修正单纯形法求解 OPF 问题，与非线性规划法相比显示出非常有前途的计算性能。

3.4.4　混合规划法

混合规划法是指针对 OPF 问题中有功优化子问题与无功优化子问题呈现不同的特性而选择两种或几种方法联合求解，例如：混合整数规划法、线性规划与二次规划混合法等。线性规划法对于可分离性凸目标函数的问题特别有效，而对不可分目标函数问题（如网损最小目标函数）的求解效果不尽如人意。具有二次收敛特性的二次规划和牛顿法能克服线性规划法存在的缺陷，但是它们计算中需求拉格朗日函数的二次偏微分，如果有功优化子问题中发电费用目标函数是分段模型，或在考虑机组阀点负荷时就显得无能为力了。实验证明采用不同规划方法分立求解有功、无功问题使优化过程更灵活，非常适合于 EMS 中在线应用。

3.4.5　内点算法

线性规划算法可能是到目前为止应用最为广泛的算法，其中单纯形法（包括对偶单纯形法）是最主要，也是最常用的线性规划方法。单纯形法是根据线性规划的基本原理，把迭代限于可行域的各顶点上，由一个顶点开始，检查其最优性，否则转至能使目标值改善的另一个顶点。因此单纯形法的迭代次数随约束条件和变量数目的增加而迅速增加，在最坏情况下，单纯形法的迭代次数会按指数上升。

实际上早在 Dantzig 提出单纯形法之时，许多学者已在研究一种能在可行域内部寻优的方法以克服顶点搜索法的组合计算复杂性。1954 年，Frish 提出了最早的内点法，它是一种仅限于求解无约束优化问题的障碍参数法。随后，1967 年 Huard 和 Dikin 又分别提出基于多面体中心和变量仿射的内点法。但是在当时它们的应用效果无法与单纯形法相比。因此在 20 世纪 70 年代内点法的发展一度陷于低潮。随着线性代数技术的发展以及计算机计算能力和速度的提高，1984 年，Karmarkar 提出了线性规划的一种新的内点算法，证明该算法具有多项式计算复杂性，该算法在求解大规模线性规划问题时，计算速度比单纯形法快 50 倍以上。随后，Gill 将内点法的应用进一步推广到非线性规划领域。

近年来，许多学者对 Karmarkar 算法进行了广泛深入的研究，一些新的变型算法相继出现，最有发展潜力的是

路径跟踪法（Path Following），又称为跟踪中心轨迹法。该方法将对数壁垒函数与牛顿法结合起来应用到非线性规划问题，已从理论上证明具有多项式复杂性。该方法收敛迅速，鲁棒性强，对初值的选择不敏感，在求解电力系统优化问题中已得到广泛的应用。

3.4.6 人工智能方法

虽然非线性规划、线性规划等方法已逐渐克服了在不等式约束处理、计算速度、收敛性和初始点等方面的困难，但在对离散变量的处理上还没有完善的解决方案。近几年随着计算机和人工智能等技术的发展，不断有新的方法出现，模拟进化规划方法、模糊集理论、模拟退火算法等人工智能方法先后用于电力系统最优潮流问题。

模拟进化规划方法是模仿生物进化过程所得到的一类优化方法，进化规划和遗传算法是其中最主要的方法，它们主要用于无功优化，擅长处理离散变量。模拟进化优化方法属于随机优化方法，原理上可以以较大的概率找到优化问题的全局最优解。它具有全局收敛性、并行处理特性、通用性及鲁棒性等优点。

模糊集理论也是近几年成功应用于电力系统问题的新思想。它适合于描述不确定性以及处理不同量纲、相互冲突的多目标优化问题，为解决具有可伸缩约束的多目标优化问题提供了新途径，因此在电力系统最优潮流中得到日益广泛的应用。有时把约束条件分为硬约束和软约束两种，然后利用模糊集把软约束和目标函数模糊化，得到模糊 OPF 问题，然后再对 OPF 问题的目标函数进行修正，使其当最优解处于非模糊区域时能等效于常规的 OPF 问题，而且这种修正使得在目标函数中所有的控制变量都能显性的表示出来，有利于用逐次线性规划法求解。

模拟退火算法也可以视为一种进化优化方法，是一种有效的通用启发式随机搜索方法。算法思想来源于冶炼工业中熔融金属的退火过程，算法原理比较简单，只是对常规的迭代寻优算法进行一点修正，允许以一定的概率接受比前次解差的解作为当前解。用模拟退火方法也可以进行无功优化，理论上可以不同时的收敛到全局最优解，但运算时间比较长。

人工智能方法解决了寻找全局最优解的问题，能精确处理问题中离散变量，但由于这一类方法通常属于随机搜索方法，具有计算速度慢的先天缺陷。

4 静态安全分析

4.1 静态安全分析的补偿法

当系统因故障或检修而开断线路或变压器时，要引起电网参数或局部系统结构发生变化，因此在这种情况下进行潮流计算时，要修改网络的导纳矩阵。

为了提高计算速度，可以采用补偿法的原理，在原有基本运行方式的因子表的基础上进行开断运行方式的计算。应该指出，补偿法的概念不仅应用于断线分析中，也广泛应用在短路电流、复杂故障以及动态稳定计算程序的网络处理上。

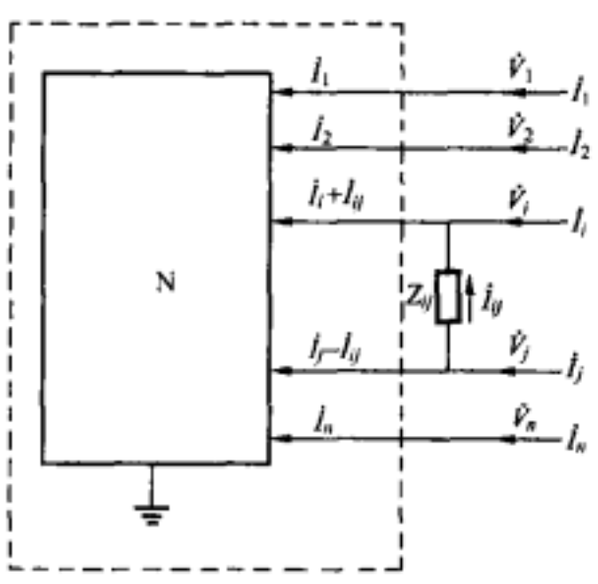


图 8.2-8 电力网络发生支路变化时的等效电路

如图 8.2-8 所示，设网络 N 的导纳矩阵已经形成，并对它进行三角分解而得到因子表。现在的问题是，当向网络节点 i，j 之间追加阻抗 Z_{ij} 时，如何根据已知的节点注入电流 I 利用原电力网络 N 的因子表，求得新条件下的电压 V。

利用补偿法求解节点电压的过程可按以下步骤进行：

(1) 利用原网络的因子表对于单位电流相量

$$\dot{I}_{ij}=\begin{bmatrix}0\\ \vdots\\ 1\\ 0\\ \vdots\\ -1\\ 0\\ \vdots\end{bmatrix}\begin{matrix}\\ \\ \leftarrow i\\ \\ \\ \leftarrow j\\ \\ \end{matrix} \tag{8.2-65}$$

进行消去回代运算，求出 $\dot{V}^{(ij)}$。

(2) 利用下式求等值发电机的内阻抗

$$Z_T=\dot{V}_i^{(ij)}-\dot{V}_j^{(ij)} \tag{8.2-66}$$

并进而根据式 (8.2-67) 求 Z'_{ij}

$$Z'_{ij}=Z_T+Z_{ij} \tag{8.2-67}$$

(3) 利用原网络因子表对节点注入电流相量 $\dot{I}$ 进行消去回代运算，求出断线前的 $\dot{V}^{(0)}$。

(4) 由下式求出流经追加支路 Z_{ij} 的电流

$$\dot{I}_{ij}=-\frac{\dot{V}_i^{(*)}-\dot{V}_j^{(*)}}{Z'_{ij}} \tag{8.2-68}$$

(5) 利用式 (8.2-69) 求出节点电压相量

$$\dot{V}=\begin{bmatrix}\dot{V}_1^{(0)}\\ \dot{V}_2^{(0)}\\ \vdots\\ \dot{V}_n^{(0)}\end{bmatrix}+\dot{I}_{ij}\begin{bmatrix}\dot{V}_1^{(ij)}\\ \dot{V}_2^{(ij)}\\ \vdots\\ \dot{V}_n^{(ij)}\end{bmatrix} \tag{8.2-69}$$

补偿法在原理上也可用于网络同时进行两处或多处操作的情况，这时需要递归地套用以上的计算步骤。

4.2 静态安全分析的直流潮流法

直流潮流模型把非线性电力系统潮流问题简化为线性电路问题，从而使分析计算非常方便。直流潮流模型的缺点是精确度差，只能校验过负荷，不能校验电压越界的情况。但直流潮流模型是线性模型，不仅计算快，适合处理断线分析，而且便于形成便于用线性规划求解的优化问题，因此，得到了广泛的应用。

将交流潮流根据 P-Q 分解法的简化条件进行简化，就可以得到如下直潮流方程

$$P_i=\sum_{j\in i}B_{ij}\theta_{ij}\ (i=1,2,\cdots,n) \tag{8.2-70}$$

为了以下应用方便起见，定义

$$B_{ij}=-\frac{1}{x_{ij}} \tag{8.2-71}$$

因此

$$B_{ii}=\sum_{\substack{j\in i\\ j\neq i}}\frac{1}{x_{ij}} \tag{8.2-72}$$

这样，使式 (8.2-70) 变为

$$P_i=\sum_{j\in i}B_{ij}\theta_j\ (i=1,2,\cdots,n) \tag{8.2-73}$$

写成矩阵形式

$$\boldsymbol{P}=\boldsymbol{B}\boldsymbol{\theta} \tag{8.2-74}$$

式中：$\boldsymbol{P}$ 为节点注入功率相量，其中元素 $P_i=P_{Gi}-P_{Di}$，这里 P_{Gi} 和 P_{Di} 分别为节点 i 的发电机功率和负荷；$\boldsymbol{\theta}$ 为节点电压相角相量；$\boldsymbol{B}$ 为节点导纳矩阵的虚部，其元素由式（8.2-71）和式（8.2-72）构成。

式（8.2-74）也可写成另一种形式

$$\boldsymbol{\theta}=\boldsymbol{X}\boldsymbol{P} \tag{8.2-75}$$

这里 $\boldsymbol{X}$ 为 $\boldsymbol{B}$ 的逆矩阵

$$\boldsymbol{X}=\boldsymbol{B}^{-1} \tag{8.2-76}$$

同样，利用 P--Q 分解法的简化条件可以得到支路潮流 P_{ij}

$$P_{ij}=-B_{ij}\theta_{ij}=\frac{\theta_i-\theta_j}{x_{ij}} \tag{8.2-77}$$

将上式写成矩阵形式，即

$$\boldsymbol{P}_l=\boldsymbol{B}_l\boldsymbol{\Phi} \tag{8.2-78}$$

式中：$\boldsymbol{P}_l$ 为各支路有功功率潮流构成的相量；$\boldsymbol{\Phi}$ 为各支路两端相角差相量；$\boldsymbol{B}_l$ 为由各支路导纳组成的对角矩阵，设系统的支路数 l，则 $\boldsymbol{B}_l$ 为 l 阶方阵。

设网络关联矩阵为 $\boldsymbol{A}$，则有

$$\boldsymbol{\Phi}=\boldsymbol{A}\boldsymbol{\theta} \tag{8.2-79}$$

式（8.2-74）、式（8.2-75）、式（8.2-78）均为线性方程，是直流潮流方程的基本形式。当系统运行方式及接线方式给定时，即得到关于 θ 的方程式（8.2-74），通过三角分解或矩阵直接求逆可以由式（8.2-75）求出状态相量 θ，并进而由式（8.2-78）求出各支路的有功潮流。

由于模型是线性的，故可以快速进行追加和开断线路后的潮流计算。设原输电系统网络的节点阻抗矩阵为 $\boldsymbol{X}$，支路 k 两端的节点为 i，j。这里的支路是指两节点间各线路的并联，线路是支路中的一个元件。当支路 k 增加一条电抗为 x_k 的线路（以下称追加线路 k）时，形成新的网络。根据 1.1.4 节的支路追加原理，新网络的节点阻抗矩阵 $\boldsymbol{X}'$ 应为

$$\boldsymbol{X}'=\boldsymbol{X}-\frac{\boldsymbol{X}_{\mathrm{L}}\boldsymbol{X}_{\mathrm{L}}^{T}}{\boldsymbol{X}_{\mathrm{LL}}} \tag{8.2-80}$$

式中

$$\boldsymbol{X}_{\mathrm{L}}=\boldsymbol{X}\mathbf{e}_k$$

$$\mathbf{e}_k=\begin{bmatrix}0\\ \vdots\\ 1\\ \vdots\\ -1\\ 0\\ \vdots\end{bmatrix}\begin{matrix}\\ \\ \leftarrow i\\ \\ \leftarrow j\\ \\ \\ \end{matrix} \tag{8.2-81}$$

$$\boldsymbol{X}'=\boldsymbol{X}-\frac{\boldsymbol{X}\mathbf{e}_k\mathbf{e}_k^{T}\boldsymbol{X}}{x_k+\mathbf{e}_k^{T}\boldsymbol{X}\mathbf{e}_k} \tag{8.2-82}$$

式（8.2-82）可以简写为

$$\boldsymbol{X}'=\boldsymbol{X}+\beta_k\boldsymbol{X}\mathbf{e}_k\mathbf{e}_k^{T}\boldsymbol{X} \tag{8.2-83}$$

式中

$$\beta_k=\frac{-1}{x_k+\chi_k} \tag{8.2-84}$$

这里

$$\chi_k=\mathbf{e}_k^{T}\boldsymbol{X}\mathbf{e}_k=X_{ii}+X_{jj}-2X_{ij} \tag{8.2-85}$$

式中：X_{ii}，X_{jj}，X_{ij} 均为 X 中的元素。

由式（8.2-83）可知节点阻抗矩阵的修正量为

$$\Delta\boldsymbol{X}=\boldsymbol{X}'-\boldsymbol{X}=\beta_k\boldsymbol{X}\mathbf{e}_k\mathbf{e}_k^{T}\boldsymbol{X} \tag{8.2-86}$$

根据式（8.2-86）和线性关系式（8.2-75），在节点注入功率不变的情况下，我们可以直接得到追加线路 k 后的状态相量的增量为

$$\Delta\boldsymbol{\theta}=\Delta\boldsymbol{X}\boldsymbol{P}=\beta_k\boldsymbol{X}\mathbf{e}_k\phi_k \tag{8.2-87}$$

式中：$\phi_k=\mathbf{e}_k^{T}\boldsymbol{\theta}$，为追加线路前支路 k 两端电压的相角差。新网络的状态相量为

$$\boldsymbol{\theta}'=\boldsymbol{\theta}+\Delta\boldsymbol{\theta}=\boldsymbol{\theta}+\beta_k\boldsymbol{X}\mathbf{e}_k\phi_k \tag{8.2-88}$$

这样我们就得到了追加线路 k 后，阻抗矩阵和状态相量的修正公式（8.2-83）和式（8.2-88）。当网络去掉或断开支路 k 时只要将 x_k 换为 $-x_k$，以上公式同样适用。

应该指出，当网络开断支路 k 使系统解列时，新的阻抗矩阵 $\boldsymbol{X}'$ 不存在，这时式（8.2-84）中的 β_k 为无穷大，或 $-x_k+\chi_k=0$。因此，应用直流潮流模型可以方便地找出网络中那些开断后引起系统解列的线路，对于这些线路不能直接进行断线分析。

4.3　静态安全分析的灵敏度法

直流潮流模型是一种简单而快速的静态安全分析方法。但这种方法只能进行有功潮流的计算，没有考虑电压和无功问题。本节介绍一种断线分析的灵敏度法。这种方法将线路开断视为正常运行情况的一种扰动，从电力系统潮流方程的泰勒级数展开式出发，导出了灵敏度矩阵，以节点注入功率的增量模拟断线的影响。

在进行断线分析之前，首先要用牛顿法计算正常运行情况时的潮流，提供断线分析所需的数据。这些数据包括雅可比矩阵 $\boldsymbol{J}_0$，正常情况下各节点电压相角和支路潮流等。

由雅可比矩阵 $\boldsymbol{J}_0$ 可求出灵敏度矩阵 $\boldsymbol{S}_0$

$$\boldsymbol{S}_0=\boldsymbol{J}_0^{-1} \tag{8.2-89}$$

首先，按下式利用正常潮流计算得到的数据计算模拟断线 ij 的节点注入功率增量

$$\begin{bmatrix}\Delta P_i\\ \Delta Q_i\\ \Delta P_j\\ \Delta Q_j\end{bmatrix}=\boldsymbol{H}^{-1}\begin{bmatrix}P_{ij}\\ Q_{ij}\\ P_{ji}\\ Q_{ji}\end{bmatrix} \tag{8.2-90}$$

式中：P_{ij}，Q_{ij}，P_{ji}，Q_{ji} 是 ij 支路断线前的两端潮流；ΔP_i，ΔQ_i，ΔP_j，ΔQ_j 是节点 i，j 的注入功率增量，其他节点的增量为零。

$$\boldsymbol{H}=\begin{bmatrix}1&0&0&0\\ 0&1&0&0\\ 0&0&1&0\\ 0&0&0&1\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}-H_{ij}&2P_{ij}-N_{ij}&H_{ij}&N_{ij}\\ -J_{ij}&2Q_{ij}+L_{ij}&J_{ij}&L_{ij}\\ H_{ji}&N_{ji}&-H_{ji}&2P_{ji}-N_{ji}\\ J_{ji}&L_{ji}&-L_{ji}&2Q_{ji}-L_{ji}\end{bmatrix}\times\begin{bmatrix}S_{ii}^{(1)}&S_{ii}^{(2)}&S_{ij}^{(1)}&S_{ij}^{(2)}\\ S_{ii}^{(3)}&S_{ii}^{(4)}&S_{ij}^{(3)}&S_{ij}^{(4)}\\ S_{ji}^{(1)}&S_{ji}^{(2)}&S_{jj}^{(1)}&S_{jj}^{(2)}\\ S_{ji}^{(3)}&S_{ji}^{(4)}&S_{jj}^{(3)}&S_{jj}^{(4)}\end{bmatrix} \tag{8.2-91}$$

式中 H_{ij}，N_{ij}，J_{ij}，L_{ij} 均为雅可比矩阵的元素；$S_{ij}^{(1)}$，$S_{ij}^{(2)}$，$S_{ij}^{(3)}$，$S_{ij}^{(4)}$ 等为灵敏度矩阵中行和列都与断线端点有关的元素，且有

$$\left.\begin{aligned} S_{ij}^{(1)} &= \frac{\partial \theta_i}{\partial P_j} \\ S_{ij}^{(2)} &= \frac{\partial \theta_i}{\partial Q_j} \\ S_{ij}^{(3)} &= \frac{1}{V_i}\frac{\partial V_i}{\partial P_j} \\ S_{ij}^{(4)} &= \frac{1}{V_i}\frac{\partial V_i}{\partial Q_j} \end{aligned}\right\} \tag{8.2-92}$$

求出节点 i，j 的注入功率增量以后，即可由下式求出各状态变量的修正量

$$\Delta \boldsymbol{X} = \boldsymbol{S}_0 \Delta \boldsymbol{W}_y \tag{8.2-93}$$

式中：$\Delta \boldsymbol{W}_y$ 即由节点 i，j 的注入功率增量构成的相量。

修正后系统的状态变量为

$$\boldsymbol{X} = \boldsymbol{X}_0 + \boldsymbol{X} \tag{8.2-94}$$

节点状态相量 $\boldsymbol{X}$ 已知后，即可按下式求出任意支路 ij 的潮流功率

$$\left.\begin{aligned} P_{ij} &= V_i V_j (G_{ij}\cos\theta_{ij} + B_{ij}\sin\theta_{ij}) - t_{ij} G_{ij} V_i^2 \\ Q_{ij} &= V_i V_j (G_{ij}\sin\theta_{ij} - B_{ij}\cos\theta_{ij}) + (t_{ij} B_{ij} - b_{ij0}) V_i^2 \end{aligned}\right\} \tag{8.2-95}$$

式中：t_{ij} 为支路变比标幺值；b_{ij0} 为支路 ij 容纳的 1/2。

以上讨论假定所有节点均为 PQ 节点。实际上，当与断线相连的节点为 PV 节点时，在节点功率方程式中只有一个与有功功率有关的方程，故断线分析只需计算该节点的有功功率增量，并认为无功功率增量为零。因此式（8.2-90）和式（8.2-91）中要除去与无功功率有关的行和列。

第 3 章　电力系统机电暂态过程分析和仿真

1　概述

电力系统机电暂态过程的分析，主要研究电力系统受到大干扰后的暂态稳定和受到小干扰后的小干扰稳定性能，包括功角稳定和电压稳定。

暂态稳定分析是研究电力系统受到诸如短路故障，切除或投入线路、发电机、负荷，发电机失去励磁或者冲击负荷等大干扰作用下，电力系统功角和电压的动态行为以及保持同步稳定运行的能力。暂态稳定分析的主要目的，是为选择规划设计中电力系统的电源和网络结构，校验和分析运行中电力系统的稳定性能和稳定破坏事故，为制定防止稳定破坏的措施提供依据。

用数字计算机进行暂态稳定计算是暂态稳定分析的主要方法。一般对暂态稳定计算都作出了一些假定和规定：①假定短路故障为金属性；②不考虑短路电流中直流分量的作用并假定发电机定子电阻为零；③按给定要求选择发电机组的等价模型，并认为发电机组转速在额定值附近；④考虑负荷特性；⑤给定继电保护的动作时间，重合闸和安全自动装置的时间可以给定或者经过稳定计算选定。

复杂电力系统的暂态稳定计算分析可采用数值计算和直接法两种方法。通常数值计算法的步骤是：①确定电力系统的数学模型；②进行初值计算；③用逐步积分法求取数值解；④用摇摆曲线来判断系统的暂态稳定性。直接法则是应用李亚普诺夫稳定性原理，构造电力系统暂态稳定的李亚普诺夫函数或暂态能量函数，无需进行大量积分计算，利用判据快速判别稳定性并给出系统的暂态稳定域或稳定度。两种方法各有特点和适用范围。数值计算法可考虑详细的系统模型，给出暂态过程的全部仿真结果，是当前电力系统运行、规划稳定计算分析的主要方法。直接法模型简单，但速度快，可作为电力系统暂态稳定性判断的快速筛选工具。

小干扰稳定分析是研究电力系统受到小扰动后系统的动态性能和稳定运行的能力。既指不计调节器作用、同步力矩不足造成的非周期失去稳定，也包括考虑调节器作用，由于阻尼力矩不足造成的低频振荡和周期性发散失去稳定。由于所研究的对象是小信号的稳定问题，系统中的非线性因素将不予考虑。小干扰稳定分析的主要目的，在输电系统的规划设计中，用以确定输电线路的静态稳定功率极限和静态稳定储备系数，为输电系统的设计提供依据；在实际运行的电力系统中，通过小干扰稳定计算，确定不发生非周期失去稳定或振荡失去稳定条件下输电线路可送出的最大功率；分析系统小干扰稳定破坏或产生低频振荡的原因；合理整定发电机励磁调节器、电力系统稳定器（Power System Stabilizer，PSS）等自动装置的参数以提高系统阻尼性能。

小干扰稳定计算方法随电力系统规模扩大、装备更新以及计算分析工具的进步而不断发展。20 世纪 60 年代以前的小干扰稳定分析一般称为静态稳定分析，主要研究同步力矩不足的非周期失步，采用简单的 $dP/d\delta$ 判据。为了研究负荷电压特性对静态稳定的影响，又引入 dQ/dU 判据。运用这两种实用判据的计算分析方法属于实用计算法。20 世纪 60 年代以后，由于大规模超高压输电系统的建立，使电力系统中产生了一些新的危及系统稳定运行的物理现象，给小干扰稳定分析增添了新的内容。如互联电力系统的低频功率振荡分析，电力系统稳定器的配置及参数整定等，都属于小干扰稳定也称为动态稳定分析研究的范畴。对此，静态稳定分析实用计算法已不能满足分析的要求。用计算特征值的线性分析法对小干扰稳定进行计算分析，在理论上比较完善，可以详细考虑调节系统的动态特性，因此在分析上述各种问题时，广泛采用了特征值分析方法。

2　电力系统暂态稳定分析和仿真

2.1　暂态稳定分析的数学模型

复杂电力系统暂态稳定的数学模型示意图见图 8.3-1。图中模型分为网络部分和发电机、负荷等动态元件两大部分。各种动态元件的详细数学模型见本卷第 11 篇。

网络部分包括各电压等级的输电线路、变压器和串并联补偿装置。在忽略电磁暂态过程的前提下，采用稳态网络模型时，其网络方程采用与潮流计算相同的节点导纳矩阵表示。暂态稳定计算的网络方程，在计算过程中除了模拟正常方式外，还需模拟故障方式或操作方式，同时要根据同步发电机及负荷的变化对导纳矩阵元素进行处理。因此导纳矩阵的形式和数值将根据这些信息不断变化。

动态元件部分的同步发电机数学模型由四组方程式构成：①发电机转子绕组电磁暂态过程方程式，描述发电机内电动势（磁通）和转子电流的暂态变化过程，通常的暂态稳定计算不考虑发电机定子回路的电磁暂态过程；②机械暂态过程方程式，描述转子角度 δ 和转速 ω 随原动机与发电机间不平衡功率（P_T-P_E）的暂态变化过程；③励磁调节系统方程式，描述励磁调节系统的输出电压 E_{fd} 随发电机端电压 U_t 的暂态变化过程；④原动机调速器方程式，描述原动机输出的机械功率 P_T 随发电机转速 ω 的暂态变化过程。负荷的数学模型可用负荷的动态特性或更为简化的静态特性来描述。总之，动态元件的数学模型主要由状态变量的一阶微分方程式组构成。动态元件的微分方程与网络的代数方程一起，可写出暂态稳定计算数学模型的一般形式

$$\left.\begin{aligned}\frac{d\boldsymbol{X}}{dt} &= f_i(\boldsymbol{X},\boldsymbol{Y},t)\\ 0 &= f_i(\boldsymbol{X},\boldsymbol{Y})\end{aligned}\right\} \tag{8.3-1}$$

式中：$\boldsymbol{X}$ 表示动态元件的状态变量，其阶数取决于系统中同步发电机、异步电动机及其他需要计及动态特性元件的个数及每个元件描述的精度。同步电机经典模型仅为 2 阶微分方程，同步电机复杂模型（包括励磁系统，调速系统）可达 12～14 阶以上。

式中：$\boldsymbol{Y}$ 表示电力系统运行参量，即各节点电压、支路电流、有功和无功功率等。$\boldsymbol{Y}$ 的阶数取决于网络节点数 n。

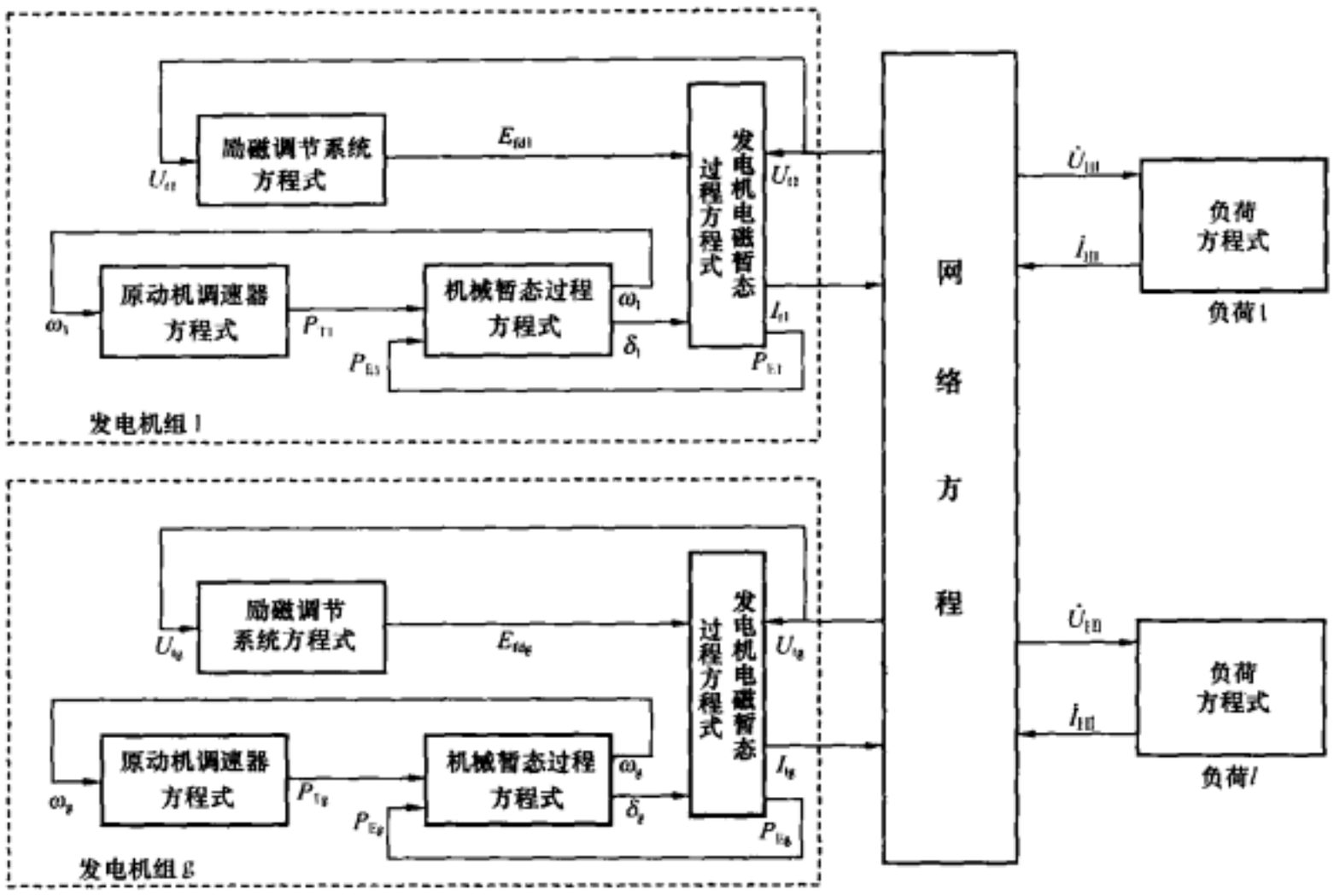


图 8.3-1 复杂系统暂态稳定计算数学模型

2.2 逐步积分法的仿真计算

描述暂态稳定过程的方程组是非线性的。由于故障和操作等原因，其中有些方程中的函数还是不连续的。因此，暂态稳定过程的仿真计算只能用某种数值解法离散地求出与某一时间序列相对应的状态变量和运行参数。时间间隔 $\Delta t = t_{n+1} - t_n$ 为 t_n 时刻的步长，各时刻的步长一般取为相等，也可取为不等，依选用的积分方法而定。

逐步积分法的迭代格式根据所选用的方法而异。例如，用改进欧拉法求解的递推公式为

$$\left.\begin{aligned} \left.\frac{dx}{dt}\right|_n &= f_1(x_n, y_n, t_n) \\ x_{n+1}^{(0)} &= x_n + \left.\frac{dx}{dt}\right|_n \Delta t \\ \left.\frac{dx}{dt}\right|_{n+1}^{a} &= \frac{1}{2}\left[f_1(x_{n+1}^{(0)}, y_{n+1}^{(0)}, t_{n+1}) - \left.\frac{dx}{dt}\right|_n\right] \\ x_{n+1} &= x_{n+1}^{(0)} + \left.\frac{dx}{dt}\right|_{n+1}^{a} \Delta t \end{aligned}\right\} \tag{8.3-2}$$

而用梯形隐式积分法的递推公式是

$$x_{n+1} = x_n + \frac{\Delta t}{2}[f_1(x_n, y_n, t_n) + f_1(x_{n+1}, y_{n+1}, t_{n+1})] \tag{8.3-3}$$

由上式可见，梯形隐式积分公式右端项含有 x_{n+1} 的未知变量。实际计算时，须将电力系统元件的微分方程写成如上格式，与网络方程一起迭代求解。

暂态稳定仿真计算是在潮流计算提供的初始运行方式下开始的。根据电力系统给定运行方式的潮流计算结果，求取微分方程各状态变量初值及待定常数，称为初值计算。初值计算包括求取故障前稳态运行方式下发电机暂态电动势、转子角度、原动机的机械功率、电动机滑差和等值导纳及某些自动装置有关变量的初值。

2.3 暂态能量函数法的稳定分析

大规模电力系统的暂态稳定分析一般采用逐步积分法进行数值计算。然而随着电力系统规模的不断扩大和计算分析工作量的急剧增加，用经典的逐步积分法计算暂态稳定，即使用高速的数字计算机，也要耗费大量的计算时间；而且对计算结果还须进行人为地判断，一般不能给出明确的稳定与否的判断及衡量稳定程度的指标。

李亚普诺夫直接法是分析动态系统稳定性的一种经典方法。即不求解动力学系统的动态方程，而借助于某种特殊函数的性质来直接判断系统的稳定性。将直接法用于电力系统稳定分析，用于判断稳定性的函数常取为能量型函数，又称为暂态能量函数（Transient Energy Funtion，TEF），而直接法又称为 TEF 法。从发电机功角特性可知，实际电力系统只能在有限范围内具有渐进稳定性，即不是大范围渐进稳定的。因此在系统受扰后，系统暂态能量函数必存在一个临界值，称为临界能量 V_{cr}。若系统受扰后暂态能量 $V(X)$ 小于临界能量，则系统是渐近稳定的；若系统受扰后暂态能量 $V(X)$ 大于临界能量，系统将失去稳定。因此，暂态能量函数法应用于电力系统时，需要解决的问题是：①如何构造暂态能量函数；②如何确定临界能量，以便据此确定系统的渐近稳定域和受扰后的稳定裕度。

暂态能量函数法稳定分析的详细介绍见本卷第 11 篇。

2.4 直流输电系统暂态稳定分析数学模型

尽管电力系统稳定仿真分析计算中所用的各种常规动态元件的数学模型已在本卷第 11 篇有详细叙述，然而由于近期高压直流输电系统在国内外发展快速，交直流混合输电系统的安全稳定运行要求加强相应的系统稳定性计算分析，因此有必要在本篇对直流输电系统的数学模型作补充介绍。

暂态稳定仿真分析中直流输电模型有稳态、准稳态、暂态三种类型。

2.4.1 稳态模型

直流输电系统稳态模型中换流阀的功能（交直流系统间的连接）采用潮流计算中使用的稳态方程式模拟。直流线路用直流电阻电路的代数方程式表示。不计调节器的调节过程。

在电力系统机电暂态仿真过程中，直流输电系统两侧交流电压的变化决定该直流系统的运行方式。根据直流输电系

统的实际，整流侧可取恒电流或 α_{min} 方式，逆变侧可取恒熄弧角或恒电流方式。

在正常方式即系统未受干扰的初始方式下，直流系统运行于整流侧恒电流、逆变侧恒熄弧角方式。在系统受到某一干扰，使整流侧交流电压降低到一定限度，整流侧换流阀触发角处于最小值 α_{min} 时，则逆变侧转入恒电流运行方式；如果整流交流电压降低过多，为维持逆变侧恒电流调节所要求逆变侧触发角 β 过大（如超过 60°），则认为不能建立可行的运行方式，此时可令直流电流 $I_d=0$，直流系统停运；当整流侧交流电压恢复时系统可自动开通。

当系统受到某一干扰，使逆变侧交流电压降低，在一定范围内，直流环节仍可维持逆变侧恒熄弧角运行方式，此时只须加大整流触发角 α 降低整流侧直流电压即可维持整流侧恒电流运行；然而当逆变侧交流电压降低过多时，换相角 δ 增大，为维持一定熄弧角 γ 所要求的触发角 β 过大（如超过 60°），则认为实际上来不及调节 β 达到所要求足够大的程度，从而使熄弧角 γ 过小，造成换相失败，直流系统停运；当逆变侧交流电压恢复时系统可自动开通。

稳态模型是忽略直流输电系统调节器实际动作过程的简化模型。如果电网中直流输电系统在电气上距所研究的区域甚远，或者计算程序的积分步长超过直流输电控制系统的响应时间，使用这种简化的直流模型是适合的。此外，这种模型也可用于直流输电工程规划的仿真研究，因为它不需要调节器的实际参数；而在规划阶段，这些参数一般也是不确定的。

2.4.2　准稳态模型

在电力系统暂态稳定分析中，直流输电系统作为整个电力系统的组成部分，为了与全网机电暂态模型的精度相一致，其模拟一般可取准稳态模型。即换流器（包括整流器和逆变器）本身的暂态过程忽略不计，以稳态方程式表示；考虑直流输电调节系统的作用，调节器动态特性用微分方程描述；计及直流输电线路电流变化的动态过程，以直流线路的微分方程表示。为了考察直流输电调制功能对改善交直流混合电力系统稳定性的效果，还可在直流输电换流器调节系统的模型中加入调制系统的动态方程。

直流输电系统准稳态数学模型由换流器稳态方程式、直流线路动态方程式、直流调节和调制方程式和交直流系统接口方程式等四部分组成。

（1）换流器稳态方程式。整流侧交流母线电压标幺值 U_i，经过换流变压器变换（标幺变比 n_i）得直流空载电压标幺值

$$U_{oi}=U_i/n_i \tag{8.3-4}$$

再经整流器触发角 α 控制，并计入换相电抗 X_{ci} 的压降 $3X_{ci}I_d/\pi$，得整流侧直流端电压标幺值

$$U_{di}=U_{oi}\cos\alpha-3X_{ci}I_d/\pi \tag{8.3-5}$$

同理可得逆变侧直流电压方程式

$$U_{oj}=U_j/n_j \tag{8.3-6}$$

$$U_{dj}=U_{oj}\cos\beta+3X_{cj}I_d/\pi \tag{8.3-7}$$

式中：β 为定义逆变器的触发角。由于逆变侧 $\alpha>90°$，故有 $\beta=180°-\alpha$。

（2）直流线路动态方程式。忽略线路对地和极线之间电容，仅计及直流线路电感和电阻形成的电磁暂态过程，其等值电路如图 8.3-2 所示。

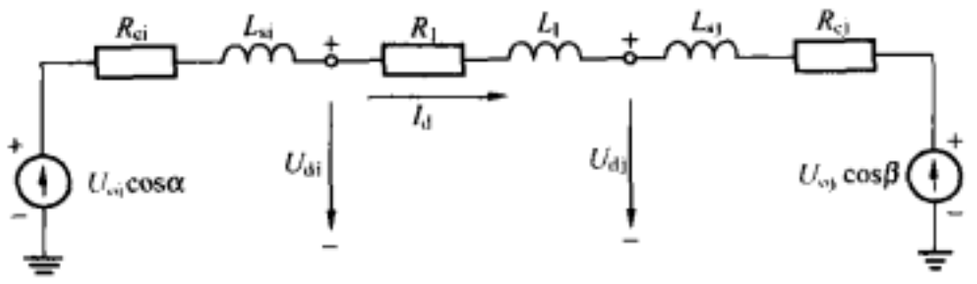


图 8.3-2　两端直流输电的 R-L 等值电路

等值电路的电磁暂态电压平衡方程是

$$U_{oi}\cos\alpha=R_{ci}I_d+L_{si}\frac{dI_d}{dt}+R_lI_d+L_l\frac{dI_d}{dt}+L_{sj}\frac{dI_d}{dt}+R_{cj}I_d+U_{oj}\cos\beta \tag{8.3-8}$$

或者

$$U_{di}=L_{si}\frac{dI_d}{dt}+R_lI_d+L_l\frac{dI_d}{dt}+L_{sj}\frac{dI_d}{dt}+U_{dj} \tag{8.3-9}$$

式中：L_{si}，L_{sj} 为直流线路两端平波电抗器电感；L_l 为直流线路电感；R_l 为直流线路电阻。

将式（8.3-9）写为标准一阶微分方程形式，则为

$$\frac{dI_d}{dt}=\frac{1}{L_{si}+L_l+L_{sj}}[U_{di}-U_{dj}-R_lI_d] \tag{8.3-10}$$

（3）直流调节系统数学模型。准稳态模型必须描述直流调节系统的动态特性，并具备模拟各种直流调制的功能，如功率调制、快速功率变化、电流调制、频率和相位控制等。直流控制调节方式各工程可能不尽相同，但基本的调节功能是相同的。通常整流侧采用定电流或定功率调节，逆变侧采用定熄弧角调节或者定电流调节、定整流侧电压调节等。在各种控制调节器中电流调节器是最基本的。

电流调节器的原理框图如图 8.3-3 所示。图中 $G(s)$ 为调节器动态传递函数，可取 P-I-D 类型或 P-I 类型的调节框图。

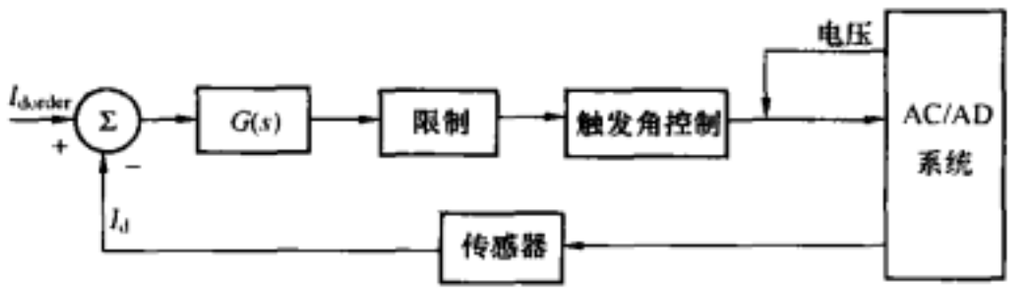


图 8.3-3　电流调节器原理

图 8.3-4 表示出 3 种调节器框图，其中图（a）、图（b）为 P-I（比例积分）型，图（b）中的比例部分带惯性。相应于图（a）的传递函数为

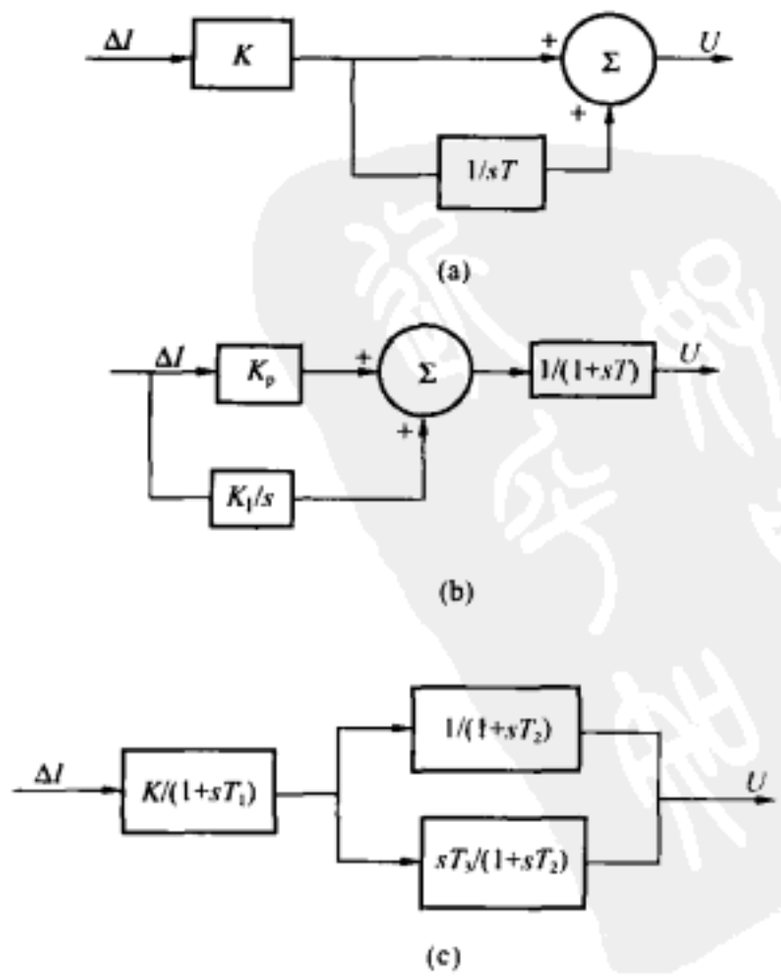


图 8.3-4　电流调节器动态传递函数框图

$$G(s)=\frac{K(1+sT)}{sT} \tag{8.3-11}$$

图（b）的传递函数为

$$G(s)=\left(K_p+\frac{K_t}{s}\right)\frac{1}{1+sT} \tag{8.3-12}$$

图（c）为一种通用型的调节框图，其传递函数为

$$G(s)=\frac{K(1+sT_3)}{(1+sT_1)(1+sT_2)} \tag{8.3-13}$$

调节上式传递函数中时间常数 T_1、T_2、T_3 的数值，可实现比例、微分、积分的调节功能。

（4）交直流系统接口方程。将交流电网中直流输电整流侧交流电压 U_i、注入交流电流 I_i，逆变侧交流电压 U_j、注入交流电流 I_j，表示为交流电网 R-I 公共坐标系统下分量的形式

$$\begin{bmatrix} I_{iR} \\ I_{iI} \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} I_i\cos(\theta_i-\varphi_i) \\ I_i\sin(\theta_i-\varphi_i) \end{bmatrix} \tag{8.3-14}$$

$$\begin{bmatrix} I_{jR} \\ I_{jI} \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} I_j\cos(\theta_j-\varphi_j) \\ I_j\sin(\theta_j-\varphi_j) \end{bmatrix} \tag{8.3-15}$$

$$\begin{bmatrix} U_{iR} \\ U_{iI} \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} U_i\cos\theta_i \\ U_i\sin\theta_i \end{bmatrix} \tag{8.3-16}$$

$$\begin{bmatrix} U_{jR} \\ U_{jI} \end{bmatrix}=\begin{bmatrix} U_j\cos\theta_j \\ U_j\sin\theta_j \end{bmatrix} \tag{8.3-17}$$

式中：φ_i、φ_j 为电压、电流相量之间的相角差；θ_i、θ_j 为电压相量对于 R-I 公共坐标系统 R 轴的相位角。

再通过如下交、直流电压电流之间的关系式，即可建立交直流系统变量之间的接口

$$I_i=I_d/n_i \tag{8.3-18}$$

$$I_j=I_d/n_j \tag{8.3-19}$$

$$U_{di}=U_i\cos\varphi_i/n_i \tag{8.3-20}$$

$$U_{dj}=U_j\cos\varphi_j/n_j \tag{8.3-21}$$

2.4.3 暂态模型

暂态模型与准稳态模型的最大区别在于模型中直流换流器用三相电磁暂态模型表示。这种模型可以详细模拟交流系统发生不对称故障后三相电压不平衡时换流阀的动作包括换相失败的工况。这种详细的电磁暂态换流器模型与整个电力系统的电磁暂态模型配合使用能够取得精确的仿真结果。然而在大规模交直流电力系统的暂态稳定仿真计算中，受计算机条件的限制，全系统采用电磁暂态模型在仿真计算效率和计算速度方面都是不可行的。为了较准确地模拟故障期间，特别是换流站交流母线附近发生不对称故障期间换流阀的行为，可以采用混合仿真的方法。即交直流电力系统中直流输电部分包括换流阀在内，采用详细的电磁暂态模型，而其余电力系统部分采用机电暂态模型。其中换流阀模型也可以采取三相电磁暂态换流器模型与准稳态换流器模型共同使用的方法。即仅在交流系统故障期间用三相暂态模型计算，故障消除后马上切换为准稳态模型。这样做既满足了精度的要求，又不致花费过多的计算时间。暂态模型的程序实现比较复杂，特别是两种模型的接口和切换更需要专门的程序技巧。

图 8.3-5 绘出了 6 脉冲换流器的基本电路，每个阀臂的电路形式为晶闸管并联 R-C 缓冲电路。在换流器三相电磁暂态模型中，每个阀臂的晶闸管用晶闸管理想开关模型串联一个电阻来模拟，其电路模型如图 8.3-6（a）所示，将电路中的电容元件的微分方程用隐式梯形积分法化为差分方程后，可得到其暂态等值计算电路如图 8.3-6（b）所示。将图 8.3-5 中换流器的每个阀臂都用 8.3-6（b）的等值电路表示后，最终可得到换流器的等值电路。

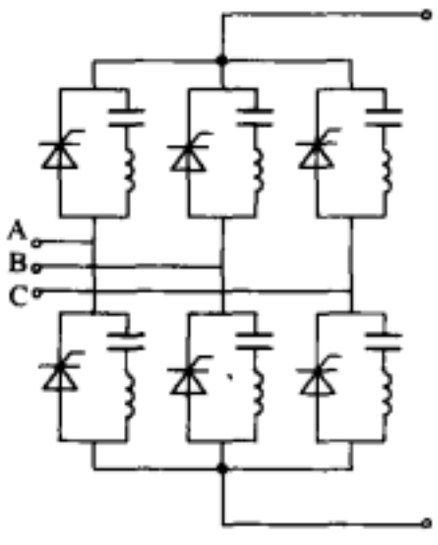


图 8.3-5 6 脉冲换流器基本电路

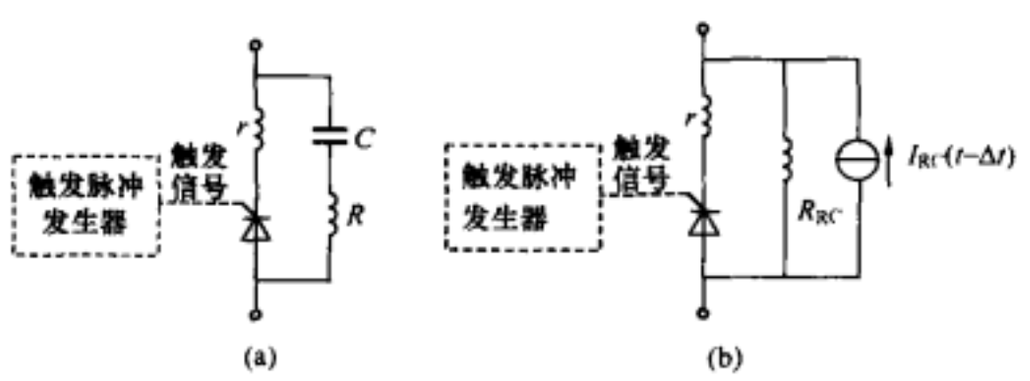


图 8.3-6 换流阀臂的电磁暂态模型
（a）实际电路；（b）暂态等值计算电路

2.5 交直流电力系统暂态稳定仿真算例

交直流并联运行的 3 机 7 节点系统网络接线、故障位置及故障前运行方式见图 8.3-7。图中所标明的功率参数均为基准功率 100MVA 的标幺值。

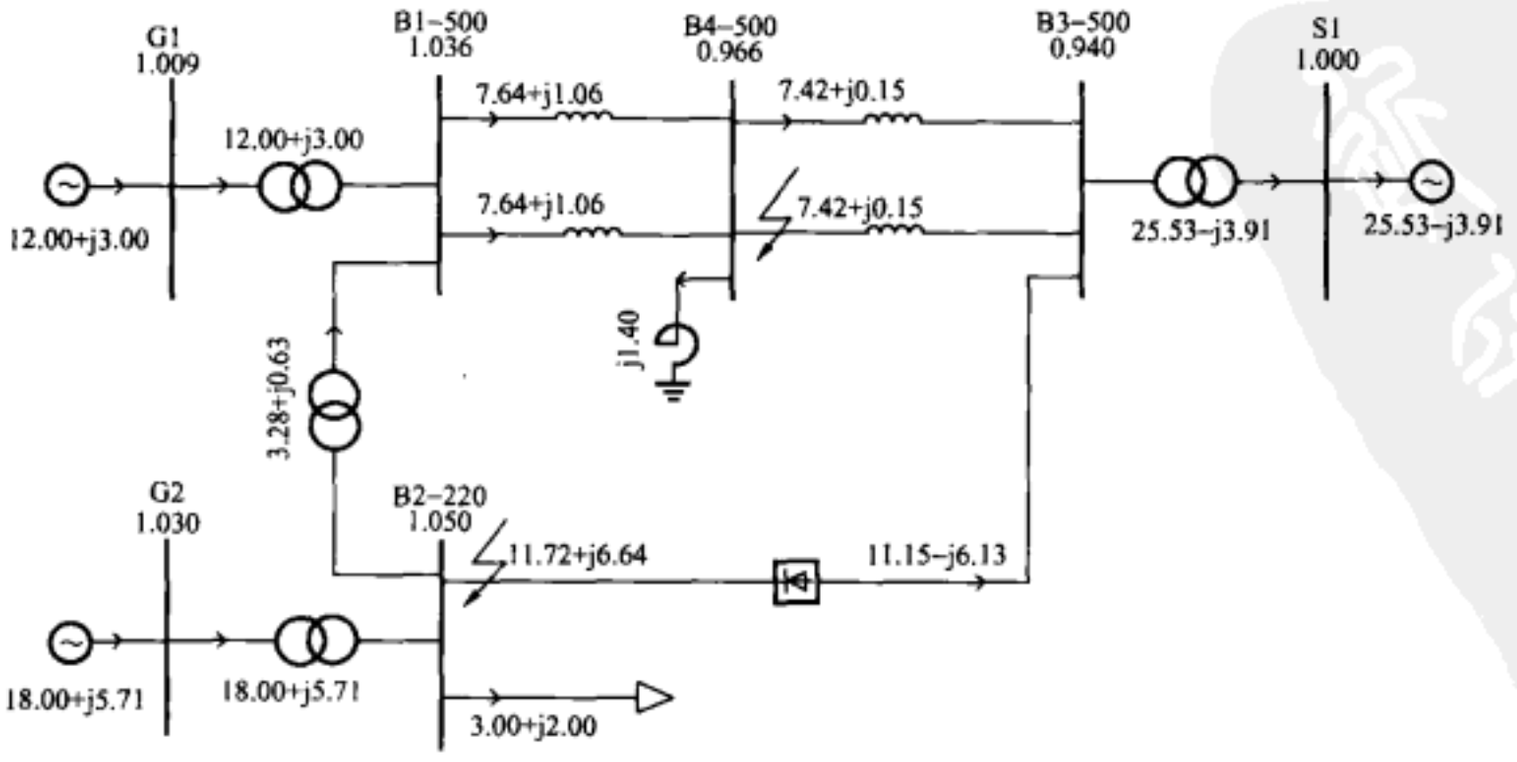


图 8.3-7 网络接线、故障位置及故障前运行方式

系统中交流线路和变压器正序、零序参数见表 8.3-1、8.3-2。3 台发电机中 G1 机采用 E''_q、E'_q、E''_d、E'_d 变化模型，G2 机采用 E'_q、E'_d 变化模型；S1 为大系统等值机，取 E'恒定模型；发电机参数见表 8.3-3，设三台发电机参数相同。G1、G2 发电机组考虑配置励磁调节器和调速器，G2 发电机安装电力系统稳定器。发电机励磁调节系统、原动机调速系统、电力系统稳定器模型框图见图 8.3-8～图 8.3-10，相应模型参数见表 8.3-4～表 8.3-6。负荷采用恒定阻抗模型。参数表中线路和变压器阻抗和导纳参数为 100MVA 基准功率的标幺值，发电机电抗参数为以机组本身容量为基准的标幺值。

表 8.3-1　　交流线路正序、零序参数

I 侧母线	J 侧母线	正序电阻 R_1	正序电抗 X_1	正序充电电纳 B_1 的 1/2	零序电阻 R_0	零序电抗 X_0	零序充电电纳 B_0 的 1/2
B1-500	B4-500	0.003 77	0.040 6	1.088	0.011 3	0.121 8	0
B1-500	B4-500	0.003 77	0.040 6	1.088	0.0113	0.121 8	0
B4-500	B3-500	0.003 77	0.040 6	1.088	0.011 3	0.121 8	0
B4-500	B3-500	0.003 77	0.040 6	1.088	0.011 3	0.121 8	0
B4-500	B4-500	0	0.666 6	0	0	0.666 6	0

表 8.3-2　　变压器正序、零序参数

I 侧母线	J 侧母线	正序电阻 R_1	正序电抗 X_1	零序电阻 R_0	零序电抗 X_0	励磁电导 G_m	励磁电纳 B_m	变比 K_T
G1	B1-500	0	0.01	0	0.01	0	0	1.05
G2	B2-220	0	0.006 67	0	0.006 67	0	0	1.05
B1-500	B2-220	0	0.02	0	0.02	0	0	1
S1	B3-500	0	0.004 67	0	0.004 67	0	0	0.95

表 8.3-3　　发电机参数

X_d	X_d'	X_d''	X_q	X_q'	X_q''	T_d' (s)	T_d'' (s)	T_q' (s)	T_q'' (s)	T_j (s)	X_2
2.16	0.265	0.205	2.16	0.53	0.205	8.62	0.05	2.2	0.07	8	0.205

表 8.3-4　　励磁调节系统参数

K_r	T_r (s)	K_a	T_a (s)	K_f	T_f (s)	T_e (s)	E_{fdmax}	E_{fdmin}
1	0.03	50	0.03	0.04	0.715	0.5	5	0

表 8.3-5　　调速系统参数

调差系数 δ_i (%)	伺服机构 T_s (s)	死区 ϵ	配压阀最大行程 σ_{max}	配压阀最小行程 σ_{min}	汽门最大开度 μ_{max}	汽门最小开度 μ_{min}	蒸汽时间容积常数 T_0 (s)	中间过热系数 α	中间过热时间 T_{rh}
5	0.5	0.002	1	−1	1	0	0.2	1	100 000

表 8.3-6　　电力系统稳定器（PSS）参数

转速 k_{q1}	功率 k_{q2}	电压 k_{q3}	T_q (s)	移相环节时间常数				V_{smax}	V_{smin}
				T_{1e} (s)	T_{2e} (s)	T_{3e} (s)	T_{4e} (s)		
200	0	0	10	0.3	0.05	0.3	0.05	5	−5

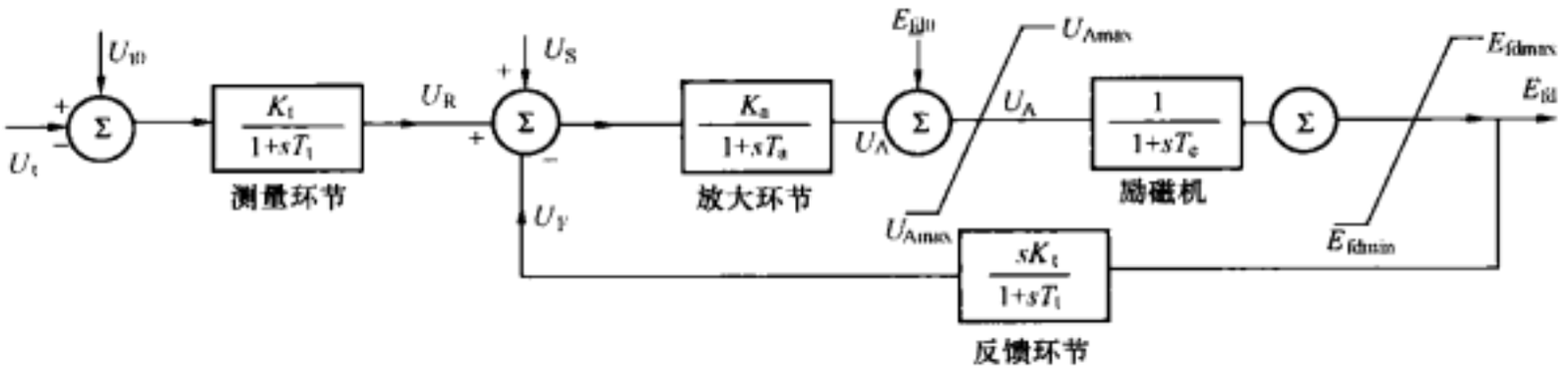


图 8.3-8　励磁调节系统模型框图

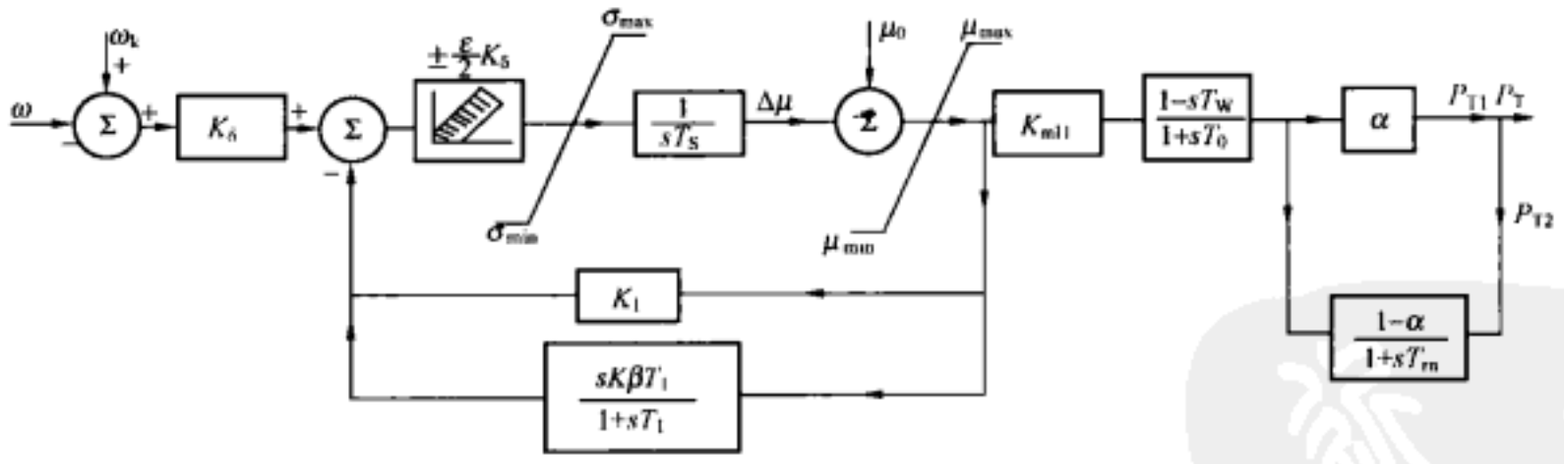


图 8.3-9　调速系统模型框图

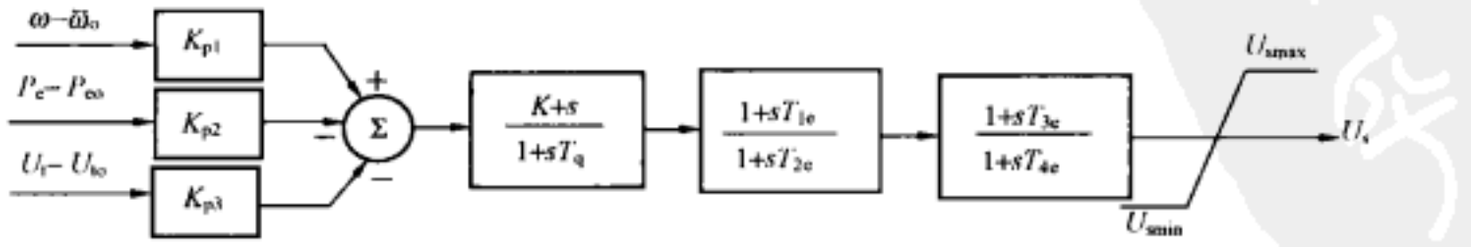


图 8.3-10　电力系统稳定器模型框图

本算例采用准稳态的直流输电模型，可详细模拟调节器的作用。其中整流侧为电流调节器，触发角最大和最小值 α_{max}、α_{min} 分别取 50°和 0°；逆变侧配备电流调节器、电压调节器、熄弧角调节器，逆变器触发角最大和最小值 β_{max}、β_{min} 分别取 60°和 5°。

调节器采用图 8.3-4（a）所示的比例积分调节框图。其参数：

电流调节器　　$T=0.1$s　$K=0.01$

电压调节器　　$T=0.1$s　$K=0.141$

熄弧角调节器　$T=0.1$s　$K=0.000\ 62$

直流电压标幺值降低到额定值的 15%时低电压限电流功能开始起作用，直流电流最大值为 1.2，最小值为 0.12。

在给定直流输电系统双极送电功率 1172MW 的运行方式下，共进行了直流输电线路单极靠近整流侧发生接地短路故障后一次再启动成功、二次再启动成功，以及交流系统故障下的暂态稳定仿真计算。给出了交直流系统变量的动态变化结果曲线。

2.5.1 直流线路故障的暂态稳定仿真计算

仿真计算采用的直流线路故障方式为：直流线路在距整流侧 1%线长的位置发生单极线路短路接地。短路故障起始时间 $T_s=0.02''$，短路故障电流持续时间 $T_0=0.02''$，经 $T_a=0.12''$无电流时间再启动，再启动过程上升时间 $T_b=0.02''$。若接地电弧熄灭后弧道绝缘在 $T_a=0.12''$之内恢复，则再启动成功；否则再启动失败，可按同样顺序进行第二次再启动。为保证再启动成功，第二次再启动可降低直流电压进行，本算例第二次再启动时直流电压降低至 70%。图 8.3-11～图 8.3-14 分别列出一次再启动成功系统稳定和二次再启动不成功系统失去稳定两种情况下计算结果，即 G1 和 S1 两机之间角度摇摆和直流输电变量变化曲线。

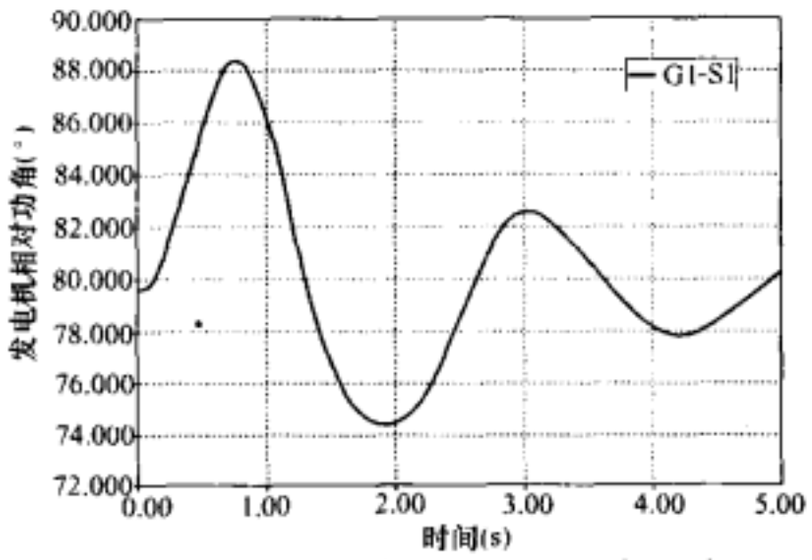


图 8.3-11 发电机 G1—S1 功角曲线
（直流线路单极故障再启动一次成功）

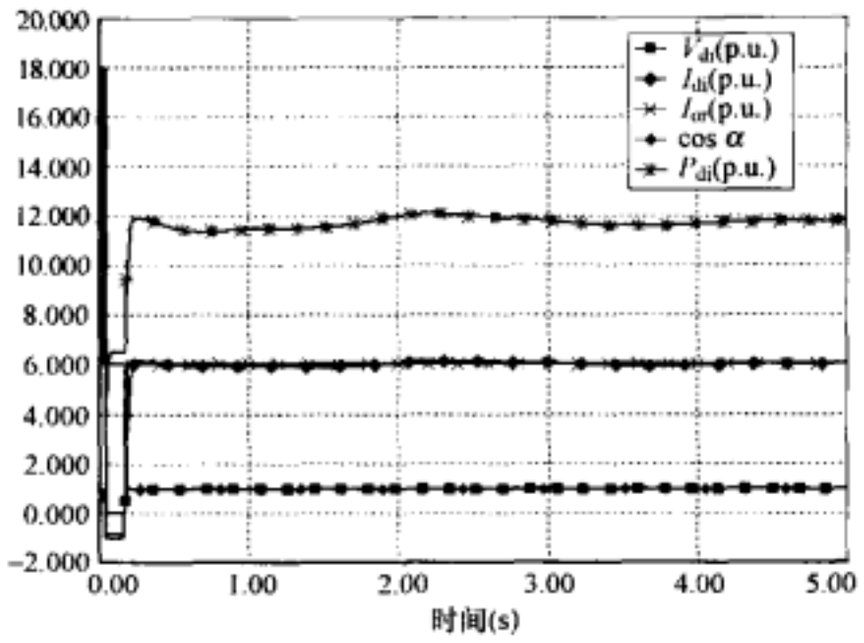


图 8.3-12 直流系统变量曲线
（直流线路单极故障再启动一次成功）

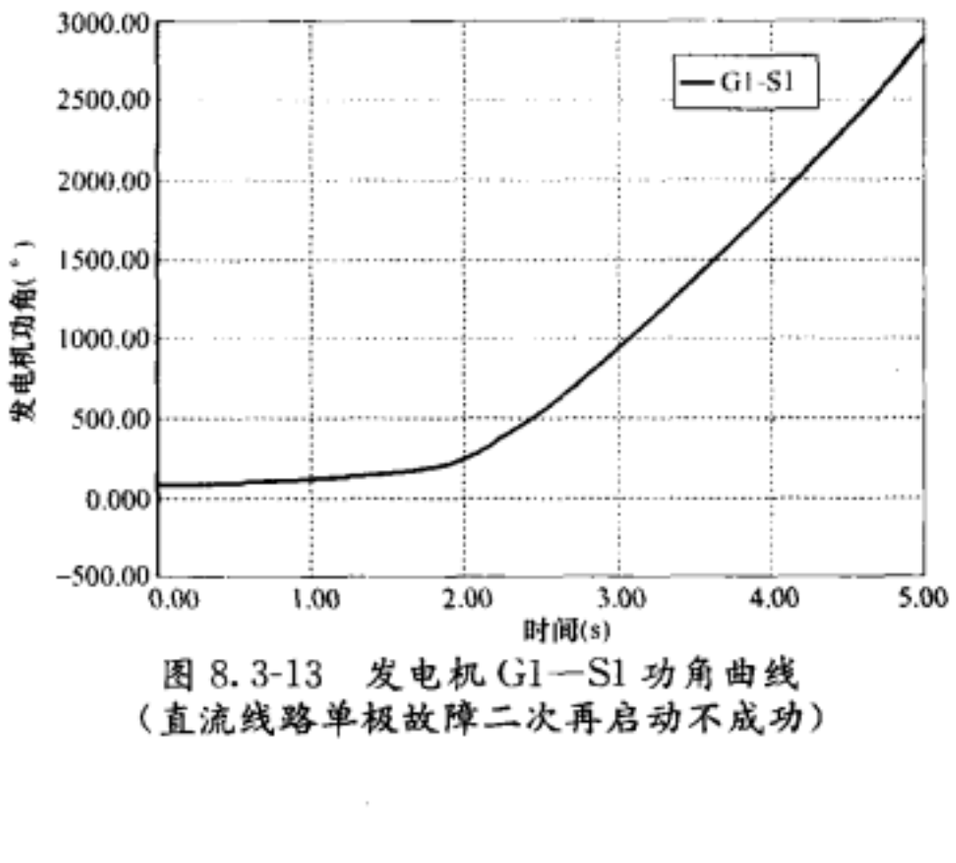


图 8.3-13 发电机 G1—S1 功角曲线
（直流线路单极故障二次再启动不成功）

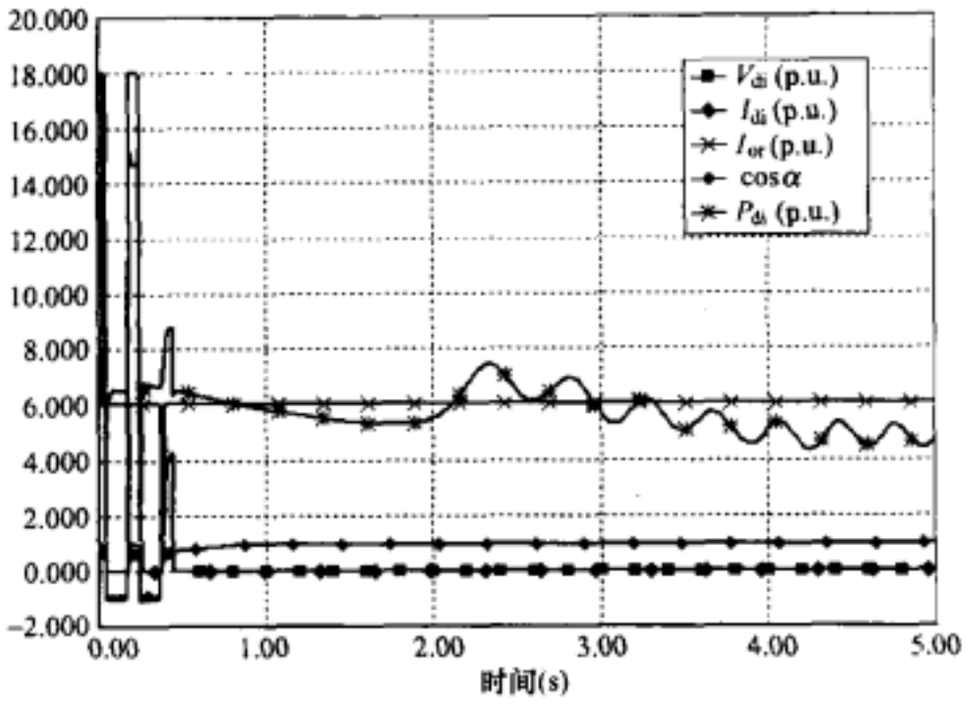


图 8.3-14 直流系统变量曲线
（直流线路单极故障二次再启动不成功）

2.5.2 交流线路故障的暂态稳定仿真计算

故障前系统运行方式同前。交流线路的故障方式：线路 B4-500—B3-500 一回线靠近母线 B4-500 侧单相接地（0.02″开始），0.1″该线路两侧断路器单相跳闸，0.7″两侧断路器重合成功。

在上述故障下发电功角变化和直流输电线路各变量变化曲线见图 8.3-15、图 8.3-16。

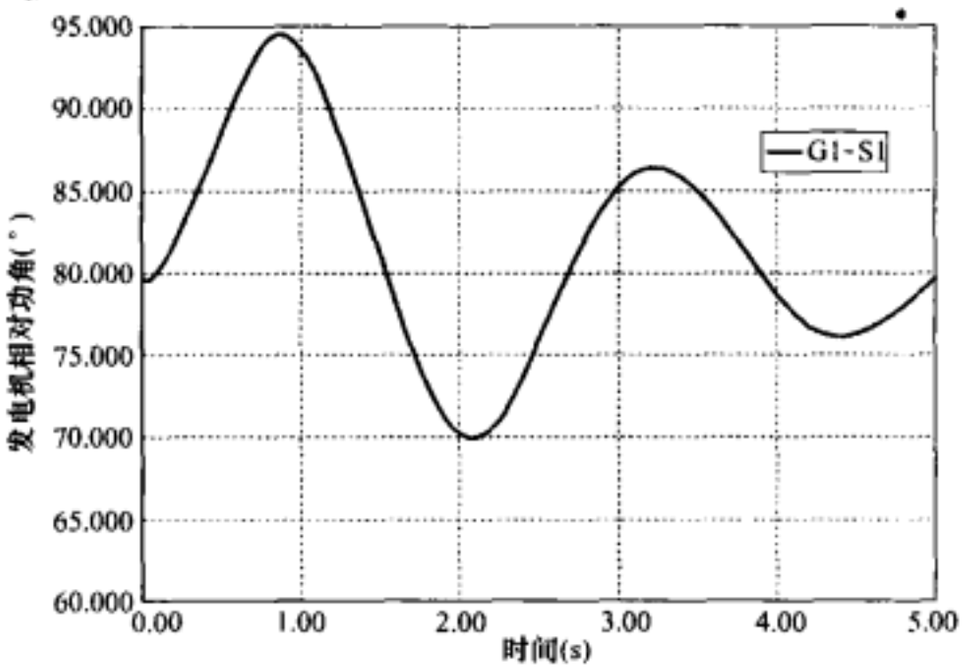


图 8.3-15 发电机 G1—S1 功角曲线
（交流线路故障）

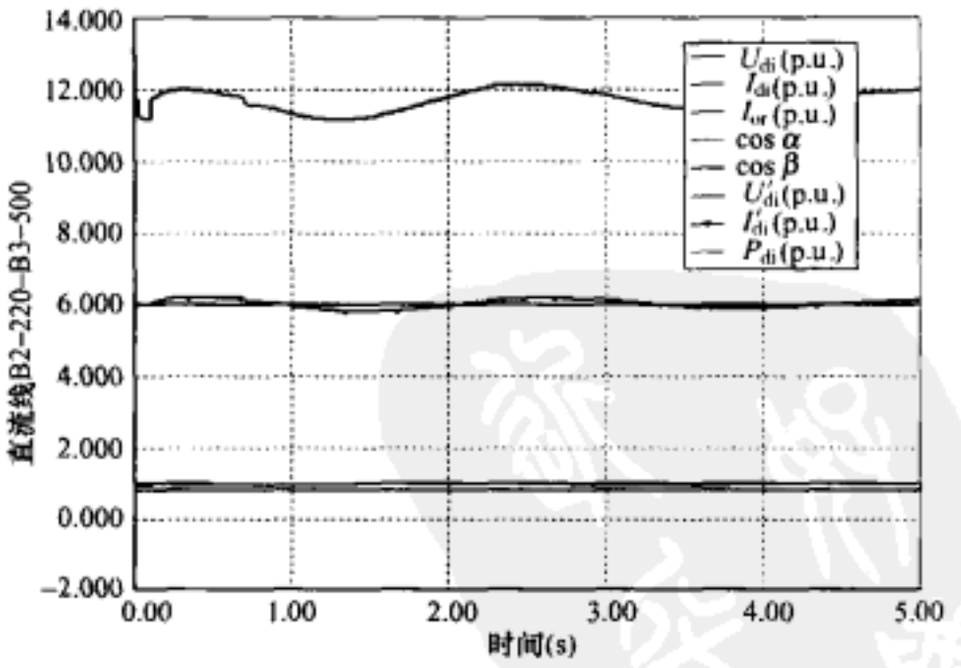


图 8.3-16 直流系统变量曲线（交流线路故障）

3 电力系统小干扰稳定分析和仿真

3.1 小干扰稳定计算分析方法

小干扰稳定计算是分析、预测电力系统小干扰稳定性的主要方法。小干扰稳定计算方法随电力系统规模扩大、装备更新以及计算分析工具的进步而不断发展。

利用实用判据对电力系统小干扰稳定进行简化计算，是在数字计算机广泛应用以前采用的方法。应用实用计算法的前提是：假定系统不会发生自发的周期性振荡失步，认为系统小干扰稳定破坏是非周期性的；不考虑原动机调节的作用；以发电机暂态电抗 X'_d 后电动势 E' 恒定或电动势 E'_q 恒定近似考虑励磁调节的影响。电力系统发展初期的简单系统基本符合这些假设条件。

$dP/d\delta$ 实用判据是根据一机无穷大母线电力系统非周期性小干扰稳定破坏的物理概念得出的判据。对于多台发电机并列运行的多机电力系统，也可以用 $dP/d\delta$ 判据近似计算分析非周期性小干扰稳定性。其条件是，所分析的电力系统基本上可以看作是等值的两机系统或一机对无穷大系统。通常的做法是，在计算中逐步加大送端发电机发出的功率或角度，逐步减小受端发电机发出的功率或逐步加大受端地区负荷；中间发电机保持功率不变；从而使送受端之间的输电线功率逐渐加大，直到线路的功率不能再增加为止，此时即可认为 $dP/d\delta=0$，达到了系统非周期小干扰稳定极限。但显然，对于功率送受关系复杂的电力系统，或者存在负阻尼低频振荡的电力系统，都不宜采用 $dP/d\delta$ 实用判据的计算方法。

dQ/dU 实用判据是根据负荷电压稳定的物理概念得出的小干扰稳定判据。设负荷主要由感应电动机组成，则在其拖动机械负荷一定的条件下，电动机从电网吸取的无功功率与端电压之间存在非线性关系。而发电机发出的无功功率同端电压之间呈现另一种非线性关系。两曲线相交的两点是无功功率平衡的运行点。其中一点是小干扰稳定的，另一点是不稳定的。

特征值分析法以系统的线性化分析为基础。用这种方法分析小干扰稳定，除线性化外，不再需要对所分析的系统模型做出其他近似假定。只要计算规模允许，可用来分析包含任何具有复杂模型的问题。

用特征值法计算分析电力系统小干扰稳定的步骤是：

（1）列出系统的非线性动态方程式。

（2）给定初始运行方式，将非线性方程在运行点附近线性化，即认为系统的所有变量都在其初始方式下作微小变动，这是线性化小干扰分析的基本假定前提。

（3）根据线性化的结果，列出系统线性化状态方程。

（4）求系统状态方程的系数矩阵 A 的特征值并进行特征值灵敏度分析，判别系统的小干扰稳定性，分析系统参数对稳定性的影响。

详细的小干扰稳定分析数学模型和分析方法参见本卷第 11 篇有关内容。本章将重点补充介绍交直流混合系统的小干扰稳定分析和仿真。

3.2　直流输电系统小干扰稳定分析数学模型

在电力系统小干扰稳定分析中，直流输电系统可采用与暂态稳定分析相同的数学模型。即换流器（包括整流器和逆变器）本身的暂态过程忽略不计，以稳态方程式表示；考虑直流输电调节系统的作用，调节器动态特性用微分方程描述；计及直流输电线路电流变化的动态过程，列出直流线路的微分方程。为了考察直流输电调制功能对改善电力系统小干扰稳定的作用，还需要在直流输电换流器调节系统的模拟中加入调制系统的动态方程。

与暂态稳定分析直流输电数学模型相对应，直流输电系统小干扰稳定数模也由换流器稳态方程式、直流线路动态方程式、直流调节和调制方程式和交直流系统接口方程等四部分组成，都以线性化的小干扰形式表示。其中：

（1）换流器稳态方程式

$$\Delta U_{di}=\frac{\cos\alpha_0}{n_i}\Delta U_i-\frac{U_{j0}}{n_i}\sin\alpha_0\Delta\alpha-\frac{3X_{ci}}{\pi}\Delta I_d \tag{8.3-22}$$

$$\Delta U_{dj}=\frac{\cos\beta_0}{n_j}\Delta U_j-\frac{U_{j0}}{n_j}\sin\beta_0\Delta\beta+\frac{3X_{cj}}{\pi}\Delta I_d \tag{8.3-23}$$

（2）直流线路动态方程式

$$\frac{d\Delta I_d}{dt}=\frac{1}{L_{si}+L_l+L_{sj}}[\Delta U_{di}-\Delta U_{dj}-R_l\Delta I_d] \tag{8.3-24}$$

（3）直流调节系统数学模型。

若考虑直流输电整流侧配置定电流调节器，逆变侧配置定熄弧角调节器，调节器取比例积分框图，则两侧调节系统简化框图如图 8.3-17 所示。

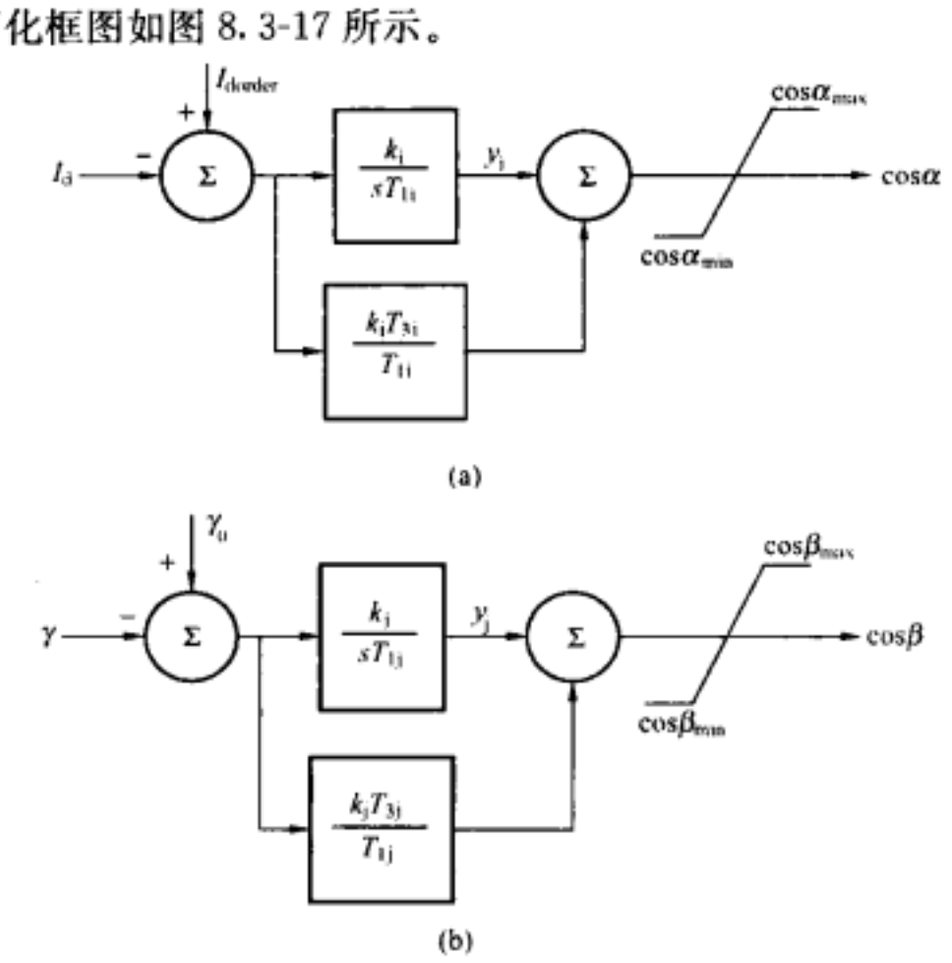


图 8.3-17　整流和逆变侧调节器框图

（a）整流侧；（b）逆变侧

相应的整流侧调节器线性化方程为

$$\left.\begin{aligned}\Delta\dot{y}_i&=-\frac{K_i}{T_{1i}}\Delta I_d\\ \Delta\dot{\alpha}_i&=-\frac{1}{\sin\alpha_0}\Delta y_i+\frac{K_iT_{3i}}{T_{1i}\sin\alpha_0}\Delta I_d\end{aligned}\right\} \tag{8.3-25}$$

逆变侧线性化方程为

$$\left.\begin{aligned}\Delta\dot{y}_j&=-\frac{K_j}{T_{1j}}\Delta\gamma\\ \Delta y_j-\Delta\gamma\frac{K_jT_{3j}}{T_{1j}}&=-\sin\beta_0\Delta\beta\end{aligned}\right\} \tag{8.3-26}$$

（4）交直流系统接口方程。

将式（8.3-14）～式（8.3-17）线性化，可得

$$\begin{bmatrix}\Delta I_{iR}\\ \Delta I_{iI}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\Delta I_i\cos(\theta_{i0}-\varphi_{i0})-I_{i0}\sin(\theta_{i0}-\varphi_{i0})(\Delta\theta_i-\Delta\varphi_i)\\ \Delta I_i\sin(\theta_{i0}-\varphi_{i0})+I_{i0}\cos(\theta_{i0}-\varphi_{i0})(\Delta\theta_i-\Delta\varphi_i)\end{bmatrix} \tag{8.3-27}$$

$$\begin{bmatrix}\Delta I_{jR}\\ \Delta I_{jI}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\Delta I_j\cos(\theta_{j0}-\varphi_{j0})-I_{j0}\sin(\theta_{j0}-\varphi_{j0})(\Delta\theta_j-\Delta\varphi_j)\\ \Delta I_j\sin(\theta_{j0}-\varphi_{j0})+I_{j0}\cos(\theta_{j0}-\varphi_{j0})(\Delta\theta_j-\Delta\varphi_j)\end{bmatrix} \tag{8.3-28}$$

$$\begin{bmatrix}\Delta U_{iR}\\ \Delta U_{iI}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\Delta U_i\cos\theta_{i0}-U_{i0}\sin\theta_{i0}\Delta\theta_i\\ \Delta U_i\sin\theta_{i0}+U_{i0}\cos\theta_{i0}\Delta\theta_i\end{bmatrix} \tag{8.3-29}$$

$$\begin{bmatrix}\Delta U_{jR}\\ \Delta U_{jI}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\Delta U_j\cos\theta_{j0}-U_{j0}\sin\theta_{j0}\Delta\theta_j\\ \Delta U_j\sin\theta_{j0}+U_{j0}\cos\theta_{j0}\Delta\theta_j\end{bmatrix} \tag{8.3-30}$$

3.3　交直流电力系统小干扰稳定计算分析算例

交直流并联运行的 3 机 7 节点系统与暂态稳定算例相

同，其网络接线及运行方式见图 8.3-10。网络、发电机及其调节系统、直流输电、负荷模型及参数参见表 8.3-1～表 8.3-6。直流输电调节系统框图见图 8.3-17。

该系统状态变量为 33 阶。具体的状态相量如下

$$\Delta X = [\Delta\gamma \Delta Z \Delta X_c \Delta X_d]^T$$

式中：$\Delta\gamma = [\Delta\omega(G1), \Delta\delta(G1), \Delta\omega(G2), \Delta\delta(G2), \Delta\omega(S1), \Delta\delta(S1)]^T$ 为各发电机转子运动状态变量；$\Delta Z = [\Delta E_q'(G1), \Delta E_q''(G1), \Delta E_d'(G1), \Delta E_d''(G1), \Delta E_q'(G2), \Delta E_d'(G2)]^T$ 为各发电机电动势状态变量；$\Delta X_c = [X_{AVR1}(G1), X_{AVR2}(G1), X_{AVR3}(G1), X_{AVR4}(G1), X_{GOV1}(G1), X_{GOV2}(G1), X_{GOV3}(G1), X_{AVR1}(G2), X_{AVR2}(G2), X_{AVR3}(G2), X_{AVR4}(G2), X_{GOV1}(G2), X_{GOV2}(G2), X_{GOV3}(G2), X_{PSS1}(G2), X_{PSS2}(G2), X_{PSS3}(G2), X_{PSS4}(G2)]^T$ 为各发电机励磁调节系统、调速系统和 PSS 装置状态变量；$\Delta X_d = [X_{DC1}(DC), X_{DC2}(DC), X_{DC3}(DC)]^T$ 为直流输电系统两侧比例积分调节器和输电线路动态状态变量。

33 阶状态矩阵的特征值计算采用 QR 算法，选取计算结果中与机电回路相关比大于 0 的特征值、振荡频率、阻尼比列于表 8.3-7。

表 8.3-7　　G2 机装设 PSS 的部分特征值计算结果

序号	实部	虚部	频率（Hz）	阻尼比	机电回路相关比
1	−0.638 868	6.329 501	1.007 371	10.0425	1.863 220
2	−0.166 050	2.841 424	0.452 227	5.8339	1.807 090
3	−0.416 737	0.569 962	0.090 712	59.0226	0.121 186
4	−8.780 408	4.503 101	0.716 691	88.9804	0.104 392
5	−28.314 386	10.443 901	1.662 198	93.8211	0.075 743
6	−0.824 472	1.246 011	0.198 309	55.1823	0.057 298
7	−0.743 894	0.895 059	0.142 453	63.9176	0.037 039
8	−29.879 963	1.044 759	0.166 279	99.9389	0.000 129

由表 8.3-7 可见，系统存在两个机电振荡模式，如表 8.3-8 所示。

表 8.3-8　　G2 机装设 PSS 的机电振荡模式

序号	实部	虚部	频率(Hz)	阻尼比	机电回路相关比
1	−0.638 868	6.329 501	1.007 371	10.0425	1.863 220
2	−0.166 050	2.841 424	0.452 227	5.8339	1.807 090

表 8.3-8 中特征值 1 的模态图如图 8.3-18 所示。图中显示该特征值表示本地振荡模式，即发电机 G1 相对于 G2 的振荡模式，振荡频率 1.007 371Hz，阻尼比 10.0425。特征值 2 的模态图如图 8.3-19 所示。图中显示该特征值为区间振荡模式，即发电机 G1、G2 相对于系统 S1 的振荡模式，振荡频率 0.452 227Hz，阻尼比 5.8339。

以上为发电机 G2 装设电力系统稳定器 PSS 的结果。若将发电机 G2 装设的 PSS 去除，则系统状态变量减少 4 个，状态矩阵减少 4 阶。重新用 QR 法计算系统所有特征值，则机电回路相关比大于 0 的特征值列于表 8.3-9。

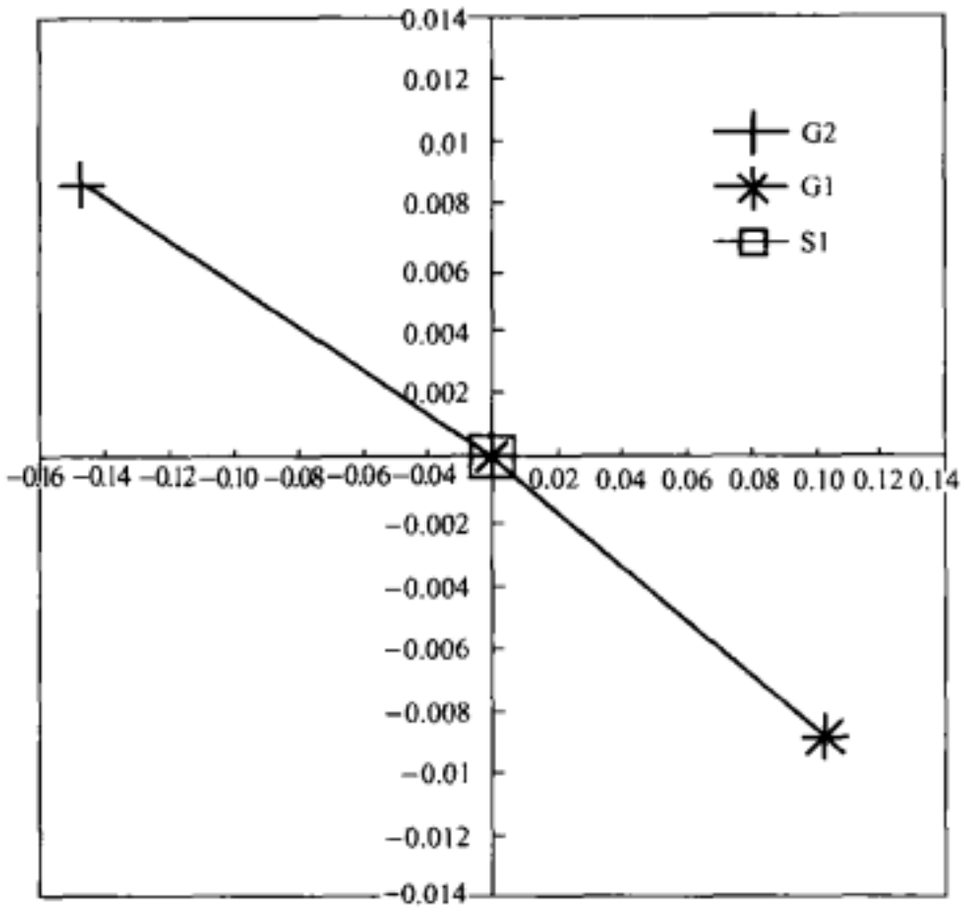


图 8.3-18　特征值−0.638 868+j6.329 501 的模态图

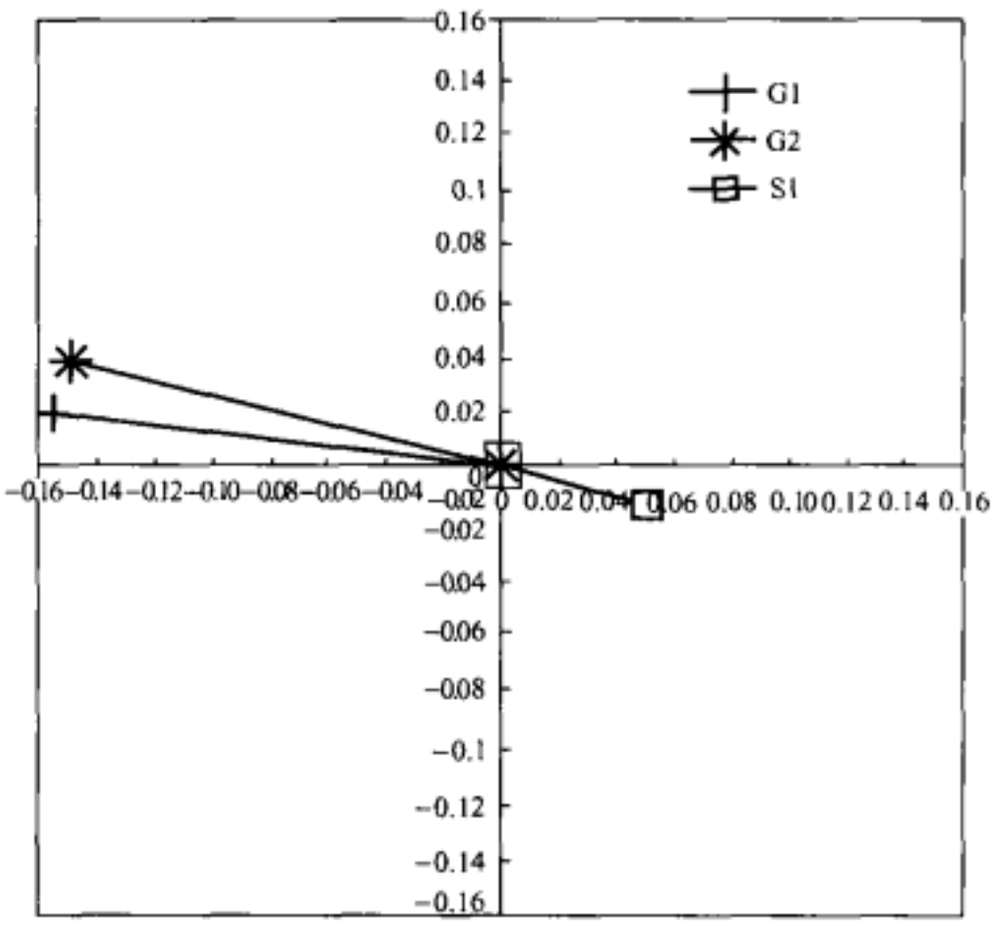


图 8.3-19　特征值−0.166 050+j2.141 424 的模态图

表 8.3-9　　G2 机不装设 PSS 的特征值计算结果

序号	实部	虚部	频率（Hz）	阻尼比	机电回路相关比
1	−0.297 165	5.952 667	0.947 396	4.9859	18.357 300
2	0.051 643	2.663 902	0.423 973	−1.9383	8.328 140
3	−0.897 656	1.258 362	0.200 275	58.0735	0.024 227
4	−0.414 988	0.613 732	0.097 678	56.0139	0.021 762
5	−0.757 204	0.894 963	0.142 438	64.5906	0.004 749
6	−29.868 448	1.219 773	0.194 133	99.9167	0.000 148

其中系统的 2 个机电振荡模式如表 8.3-10 所示。

表 8.3-10　　G2 机不装设 PSS 的机电振荡模式

序号	实部	虚部	频率（Hz）	阻尼比	机电回路相关比
1	−0.297 165	5.952 667	0.947 396	4.9859	18.357 300
2	0.051 643	2.663 902	0.423 973	−1.9383	8.328 140

由表 8.3-10 可见，去掉发电机 G2 的电力系统稳定器 PSS 后，系统区间振荡模式变为不稳定的负阻尼模式。

这两个机电振荡模式频率、阻尼比受 PSS 装置影响的变化如表 8.3-11 所示。

表 8.3-11　电力系统稳定器 PSS 对系统振荡模式的影响

序号	频率（Hz）		阻尼比	
	G2 配置 PSS	G2 不配置 PSS	G2 配置 PSS	G2 不配置 PSS
1	1.007 371	0.947 396	10.042 5	4.985 9
2	0.452 227	0.423 973	5.833 9	−1.938 3

由表 8.3-11 可知，在发电机 G2 机端配置 PSS，能显著地增强与该发电机相关的两个模式的阻尼，使区间振荡模式不稳定的负阻尼变为稳定的正阻尼。

4　电力系统电压稳定分析和仿真

4.1　电压稳定的定义和分类

电压稳定研究已有几十年的历史，国际电子电气工程师学会（IEEE）和国际大电网会议（CIGRE）联合工作组于 2004 年对电压稳定的定义和分类得到了普遍认可，本卷第 11 篇对电力系统稳定性包括电压稳定性的定义和分类有详细介绍。在电压稳定性方面，该定义和分类与我国《电力系统安全稳定导则》中的电力系统电压稳定定义和分类略有不同。下面分别予以补充解释说明。

4.1.1　IEEE/CIGRE 的电压稳定定义与分类

电力系统两大国际组织 CIGRE 和 IEEE 成立的稳定定义联合工作组于 2004 年给出了新的电力系统稳定定义和分类报告，该报告中对电压稳定的定义如下：电压稳定性是指在给定的初始运行状态下，电力系统遭受扰动后系统中所有母线维持稳定电压的能力，它依赖于负荷需求与系统向负荷供电之间保持/恢复平衡的能力。根据扰动的大小，IEEE/CIGRE 将电压稳定分为小干扰电压稳定和大干扰电压稳定，如图 8.3-20 所示。

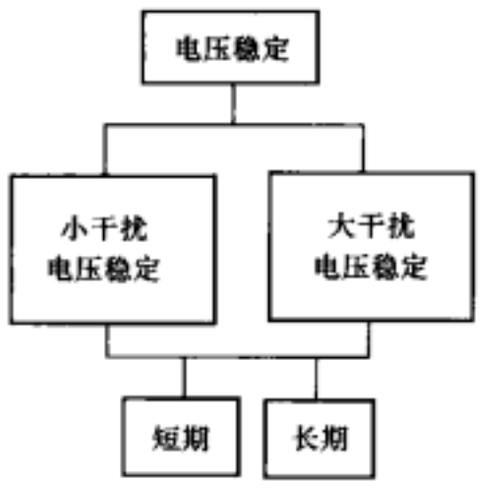


图 8.3-20　IEEE/CIGRE 的电压稳定分类

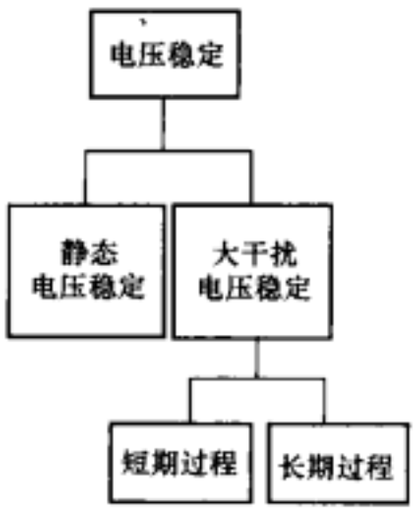


图 8.3-21　DL 755—2001 的电压稳定分类

大干扰电压稳定是指电力系统遭受大干扰如系统故障、失去发电机或线路之后，系统所有母线保持稳定电压的能力。小干扰电压稳定是指电力系统受到诸如负荷增加等小扰动后，系统所有母线维持稳定电压的能力。IEEE/CIGRE 报告认为电压稳定可以是一种短期或长期的现象。短期电压稳定与快速响应的感应电动机负荷、电力电子控制负荷以及高压直流输电（HVDC）换流器等的动态有关，研究的时段大约在几秒钟。短期电压稳定研究必须考虑动态负荷模型，临近负荷的短路故障分析对短期电压稳定研究很重要。长期电压稳定与慢动态设备有关，如有载调压变压器、恒温负荷和发电机励磁电流限制等，长期电压稳定研究的时段是几分钟或更长时间。长期电压稳定问题通常是由连锁的设备停运造成的，而与最初的扰动严重程度无关。

4.1.2　DL 755—2001 的电压稳定定义与分类

DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》中对电压稳定的解释是电力系统受到小的或大的扰动后，系统电压能够保持或恢复到允许的范围内，不发生电压崩溃的能力。根据受到扰动的大小，电压稳定分为静态电压稳定和大干扰电压稳定，如图 8.3-21 所示。

静态电压稳定是指系统受到小扰动后，系统电压能够保持或恢复到允许的范围内，不发生电压崩溃的能力。主要用于定义系统正常运行和事故后运行方式下的电压静稳定储备情况。大干扰电压稳定包括暂态电压稳定和中长期电压稳定，是指电力系统受到大扰动后，系统不发生电压崩溃的能力。暂态电压稳定主要用于分析快速的电压崩溃问题，中长期电压稳定主要用于分析系统在响应较慢的动态元件和控制装置的作用下的电压稳定性，如有载调压变压器、发电机定子和转子过流和低励限制、可操作并联电容器、电压和频率的二次控制、恒温负荷等。

4.1.3　两种定义与分类的比较分析

对于电压稳定，IEEE/CIGRE 报告从数学计算方法和稳定预测的角度，将电压稳定分为小干扰电压稳定和大干扰电压稳定。DL 755—2001 同样从数学计算方法和稳定预测的角度，将电压稳定分为静态电压稳定和大干扰电压稳定，该静态电压稳定与 IEEE/CIGRE 中的小干扰电压稳定是对应的。两种定义与分类的对应关系见表 8.3-12。

表 8.3-12　两种电压稳定定义与分类的对应关系

<table>
<tr><th colspan="3">IEEE/CIGRE</th><th colspan="2">DL755—2001</th><th>分析和仿真方法</th></tr>
<tr><td rowspan="2">小干扰电压稳定</td><td>短期过程</td><td rowspan="2">静态电压稳定</td><td colspan="2" rowspan="2">静态电压稳定</td><td rowspan="2">基于稳态潮流方程的静态分析法
基于线性化微分方程的小干扰电压稳定分析
基于非线性微分方程的动态分析法</td></tr>
<tr><td>长期过程</td></tr>
<tr><td rowspan="2">大干扰电压稳定</td><td>短期过程</td><td rowspan="2">大干扰电压稳定</td><td>短期过程</td><td rowspan="2">长期过程</td><td rowspan="2">基于非线性微分方程的动态分析法</td></tr>
<tr><td>长期过程</td><td>长期过程</td></tr>
</table>

对于大干扰电压稳定，IEEE/CIGRE 和 DL 755—2001 均认为既可以是由于快速动态负荷、HVDC 等引起的快速短期电压失稳，也可以是由慢动态设备如有载调压、恒温负荷和发电机励磁电流限制等引起的长过程电压失稳。

对于小干扰电压稳定（静态电压稳定），IEEE/CIGRE 报告认为在给定运行点，电力系统受到诸如持续负荷增加、连续控制、离散控制（有载调压使功率恢复）等可能导致电压失稳，这种小干扰电压失稳可以是一种短期现象，也可以是一种长期现象。DL 755—2001 定义静态电压稳定的目的主要是用于考察电力系统正常运行和事故后运行方式下的电压静稳定储备情况，因此，未再从时间框架上将静态电压稳定加以区分。

与电压稳定的分类相对应，电压稳定分析方法的分类主要依据是否计及电力系统的动态因素。早期的电压稳定研究方法基于潮流方程或扩展潮流方程，忽略了电力系统动态因素，通常被称作基于稳态潮流方程的静态分析法。而基于线性化微分方程的小干扰电压稳定分析方法和基于非线性微分

方程的大干扰电压稳定分析方法因为计及电力系统动态因素，通常称为电压稳定的动态分析方法。基于稳态潮流方程的静态分析法和基于线性化微分方程的小干扰电压稳定分析方法只能用于小干扰电压稳定研究，也就是系统遭受小干扰时的电压稳定研究。基于非线性微分方程的大干扰电压稳定分析方法用于系统遭受大干扰时的电压稳定研究，通常也用于对小干扰电压稳定的静态分析方法准确性进行检验。

本章采用 CIGRE 和 IEEE 联合工作组于 2004 年提出的电力系统稳定性定义和分类。

4.2 电压稳定分析方法

电力系统电压稳定性分析是一个非常复杂的问题。随着研究的不断深入，提出了种类繁多的分析方法。根据所采用数学模型的不同可以分为基于稳态潮流方程的静态分析方法和基于线性、非线性微分方程的动态分析方法。

4.2.1 基于稳态潮流方程的静态分析法

小干扰电压稳定由电力系统诸多因素决定，尤其与发输电系统及负荷的特性密切相关。

4.2.1.1 发输电系统功率电压静特性

本卷第 11 篇第 6 章详细介绍了电压稳定的基本概念。其中发输电系统用简单的单电源供电系统等值电路表示，如本卷第 11 篇图 11.6-1 所示。发输电系统受端电压与传输功率的关系，即不同功率因数下 P—U 曲线见图 11.6-4。由曲线可见，在给定无功功率 Q 的条件下，对应不同的功率因数，在发输电系统的负荷端都存在某一有功功率的最大值。所对应的电压称为最大功率的临界电压。不同功率因数下的每一条 P—U 曲线都可称为鼻形曲线。

同样的方法可以得出发输电系统的 U—Q 曲线，它表示了节点电压对于注入或吸收的无功功率的变化关系。当有功功率 P 值一定时，受端吸收无功功率 Q 和 V 之间的对应关系见本卷第 10 篇图 10.3-5。

4.2.1.2 静态负荷电压特性对小干扰电压稳定性的影响

静态负荷模型一般采用恒定阻抗、恒定电流负荷、恒定功率负荷以及以上三种静态模型的组合（多项式综合负荷模型）表示。以下分析静态负荷特性对小干扰电压稳定性的影响。

（1）基于 P—U 特性曲线的小干扰电压稳定性定性分析。对于图 11.6-1 所示的简单系统，可以将电动势 $\boldsymbol{E}$ 和电抗 jX 看作从某负荷点向电力网络看进去的戴维南等值电路。等值输电系统的负荷节点电压随传输功率变化的 P—U 特性如图 8.3-22 的鼻形曲线所示。

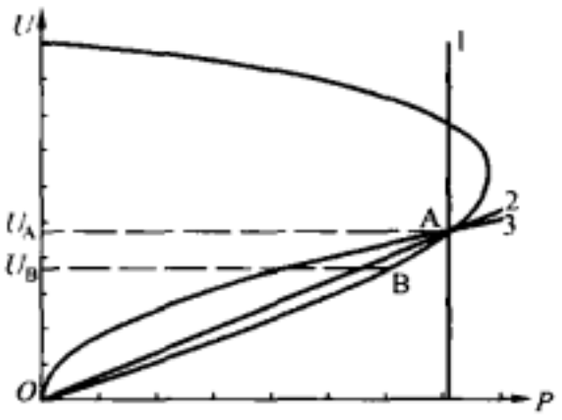


图 8.3-22 发输电系统与负荷 P—U 特性曲线

图 8.3-22 同时给出了静态负荷模型 P—U 特性曲线，曲线 1、2 和 3 分别为恒定功率负荷、恒定电流负荷及恒定阻抗负荷曲线。发输电系统的 P—U 曲线与负荷的 P—U 曲线交点即为系统的运行点。假设系统的运行点在 P—U 曲线下半部的 A 点，负荷点的电压为 U_A。下面分别针对负荷为恒定功率负荷、恒定电流负荷、恒定阻抗负荷三种情况，在忽略或隐含负荷动态特性的条件下，定性分析系统受到小扰动负荷功率下降时的稳定性。

当负荷为恒定功率负荷时，负荷曲线为图 8.3-22 中的曲线 1，系统正常运行时若遇到负荷功率下降的小扰动，相当于使恒功率曲线向左微小平移，则按发输电系统鼻形曲线走势，负荷端电压将降低（如图中为 U_B），而端电压的降低使负荷功率更为下降，从而形成恶性循环，造成负荷点的功率不断下降。所以当恒定功率负荷在 A 点运行时，系统是小干扰电压不稳定的。

当负荷为恒定电流负荷或恒定阻抗负荷时，负荷曲线为图 8.3-22 中的曲线 2 或曲线 3，系统正常运行时若遇到负荷功率降低的小扰动，在电压不变条件下相当于负荷 P—U 曲线上移，则按发输电系统鼻形曲线走势，负荷端电压将升高，而端电压升高又使负荷功率增加，从而恢复到原来的值。所以当恒定电流负荷或恒定阻抗负荷在 A 点运行时，系统是小干扰电压稳定的。

同样的分析可得出，当系统运行点在 P—U 曲线的上半部分时，恒定功率负荷、恒定电流负荷、恒定阻抗负荷受到小扰动，系统都是小干扰稳定的。

通过以上分析可知，随着负荷水平的不断增长，在相同负荷水平下，恒定功率负荷最先与发输电系统 P—U 曲线相切，切点就是 P—U 曲线的鼻点，也就是恒定功率负荷的临界电压稳定点；恒定电流负荷与发输电系统 P—U 曲线相切的点在 P—U 曲线的下半支，切点就是恒定电流负荷的临界电压稳定点；对于恒定阻抗负荷，可以稳定地运行在 P—U 曲线下半支的任意点。

（2）基于 U—Q 特性曲线的小干扰电压稳定性定性分析。由于电力系统电压稳定性和无功功率强相关，在分析小干扰电压稳定性时会侧重讨论无功功率随电压变化的关系，即 U—Q 特性曲线。对于图 11.6-1 所示的简单系统，设由负荷母线供电的综合负荷无功功率静态电压特性曲线如图 8.3-23 中的曲线 Q_L，向该母线供电的发输电系统无功功率静态电压特性曲线如图中曲线 Q_T。曲线 ΔQ 则表示 Q_T 与 Q_L 的差，即 $\Delta Q=Q_T-Q_L$。

正常运行时，负荷母线输入、输出的无功功率应该平衡，也就是说，系统的正常运行点是曲线 Q_T 与 Q_L 的交点，或者说是曲线 ΔQ 的零点。曲线 Q_T 与 Q_L 的交点有两个，即 a 点和 b 点，下面通过忽略或隐含动态的小干扰方法定性分析 a 点和 b 点的稳定性。

在 a 点，当系统中出现一个微小的扰动使电压上升一个微量 $\Delta U''$ 时，负荷需求的无功功率将改变到与 a_1'' 对应的值，发输电系统的无功功率将改变到与 a_2'' 对应的值，负荷母线处的无功功率将有缺额，迫使发电机向负荷母线输送更多的无功功率，而随着输送无功功率的增加，发输电系统中的电压降落也将增大，负荷母线电压又恢复到原始值。当系统出现微小扰动使电压下降一个微量 $\Delta U'$ 时，负荷需求的无功功率将改变到与 a_1' 对应的值，发输电系统供电的无功功率将改变到与 a_2' 对应的值，负荷母线处的无功功率将有过剩，发电机向负荷母线输送的无功功率将减少，而随着输送无功功率的减少，发输电系统中的电压降落也将减少，负荷母线电压又恢复到原始值。

在 b 点，当小扰动使电压上升一个微量 $\Delta U''$ 时，负荷需求的无功功率将改变到与 b_1'' 对应的值，发输电系统供电的无功功率将改变到与 b_2'' 对应的值，负荷母线处的无功功率将过剩，发电机向负荷母线输送的无功功率将减少，而随着发输电系统输送无功功率的减少，发输电系统中的电压降落也将减小，负荷母线电压进一步上升，循环不已，运行点将越过 a 点，然后又经过一系列的振荡，在 a 点达到新的平衡。当小扰动使电压下降一个微量 $\Delta U'$ 时，负荷需求的无功

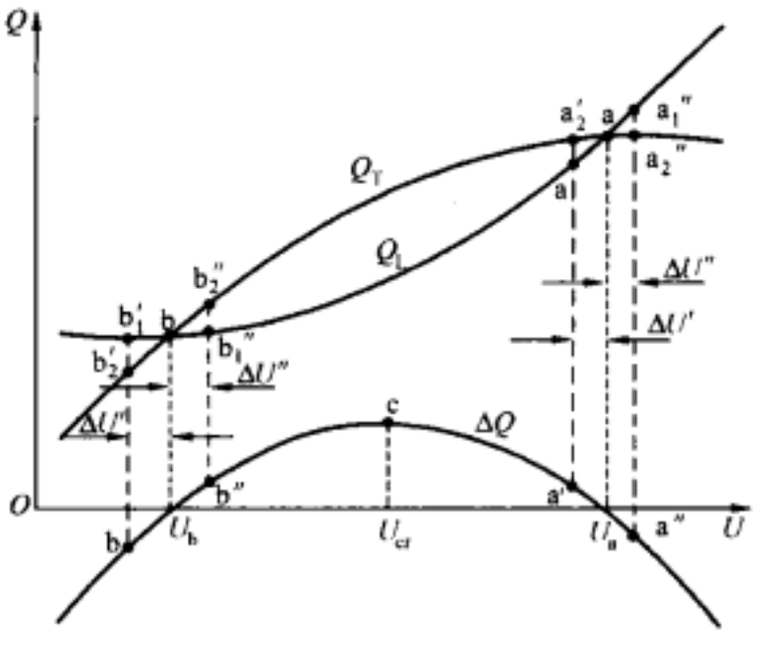


图 8.3-23　基于 U—Q 特性曲线的小干扰电压稳定性分析

功率将改变到与 b'_1 对应的值，发输电系统供电的无功功率将改变到与 b'_2 对应的值，负荷母线处的无功功率将有缺额，迫使发电机向负荷母线输送更多的无功功率，而随着无功功率增加，发输电系统中电压降落将增大，负荷母线电压进一步下降，循环不已，最终导致电压崩溃的发生。

因此，系统运行在 a 点时是小干扰电压稳定的，运行在 b 点时是小干扰电压不稳定的。

4.2.2　动态分析方法

电压失稳本质上是一个动态过程，系统中的发电机及其励磁控制系统、负荷动态特性、有载调压变压器、无功补偿设备以及继电保护设备等元件动态对电压失稳起着重要作用。类似于传统的功角稳定研究，电压稳定的动态分析方法主要分为小扰动分析方法和大扰动分析方法，这种区分有助于将电压稳定问题按照扰动的大小分别通过线性系统和非线性系统的数学模型来分析。

4.2.2.1　基于线性化微分方程的小干扰电压稳定分析

小干扰电压稳定分析方法将描述系统动态行为的非线性微分方程在运行点附近线性化，计及主要动态和调节器的作用，形成系统小干扰状态方程 $\dot{X}=AX$，通过计算状态矩阵 A 阵的特征值中与电压稳定问题强相关的模式，分析系统小干扰下的行为特征。小干扰分析数学原理清晰，可用于电压稳定性的机理研究，适合分析电力系统电压稳定的固有特性和某些控制器的作用；利用特征值相关因子的概念，分析各元件动态在电压稳定过程中的作用，找出电压失稳的主导因素，给出合理的失稳解释。由于模型的精确性和电压失稳控制效果最终都需要用时域仿真方法来检验，并且电压失稳的过程也要用时域仿真来模拟，因此，小干扰分析法必须与时域仿真法结合在一起才能有效地分析系统的电压稳定性。

4.2.2.2　基于非线性微分方程的动态分析法

电力系统遭受线路故障或其他大的冲击，或者在小干扰稳定裕度的边界时负荷的增加，都可能使系统失去稳定。这时电力系统动态行为的数学描述必须保留其非线性特征，才能真正揭示电力系统电压稳定问题的发展机理和大扰动下的特征。目前这方面的研究主要有时域仿真法和能量函数法，此外，还有非线性动力学方法。

（1）时域仿真法。时域仿真法是迄今为止电压稳定问题研究的最有效方法，是研究电压失稳动态机理、电压失稳过程以及检验其他分析方法正确性的最有力手段，也常用来分析各种元件的动态作用以及用于短期大干扰电压稳定分析。

时域仿真法是从电力系统的代数微分方程出发，在保留系统非线性特征的条件下，采用数值积分方法，求取电压及其他变量随时间变化过程的一种方法，是分析大扰动下系统动态过程的基本工具。只要采用合适的模型，尤其是感应电动机负荷、与发电机和传输线有关的各种控制和保护的模型，电压不稳定可以用常规暂态仿真程序来分析。由于电压稳定发生的时间框架从小于一秒到几十分钟，短期和长期电压稳定的研究应采用不同的仿真方法。

1）多时间尺度仿真方法（Multiple Time Scale Simulation）。电力系统本质上是一个复杂的非线性动力学系统，它的动态行为可以用含有连续变量和离散变量的微分—代数方程组（Differential Algebraic Equations）完整描述。

多时间尺度仿真方法可以详细描述各种动态元件的特性，具有较高的模拟精度，可以清晰的描述电压失稳的过程，获得校正动作的信息，但该方法计算耗时，通常只能仿真扰动后较短的时间，用来判断补偿元件的投切时刻或者甩负荷方法的效果等。

2）长期动态分析的准稳态方法（Quasi Steady State Simulation）。由于多时间尺度仿真法计算量巨大，对中长期动态的仿真有局限性，准稳态方法（QSS）可以适应长期动态分析的要求。为了寻求较快的分析中长期电压稳定的方法，利用短期现象（如与同步发电机及其自动电压调节器（AVR）和调速器（GOV）、感应电动机、高压直流元件和静止无功补偿（SVC）等相关现象）与长期现象（如与变压器分接头调节、发电机的励磁极限和定子电流极限、集成负荷的恢复特性等相关的现象）之间存在时间上的可分性，在研究中长期电压稳定时，可以认为快子系统无限快，以至于可以用其平衡点方程代替动态方程，这样就大大简化了系统的分析，且与直观推理相一致。

通过求取系统动态发展过程中的一系列暂态平衡点，来描述系统中长期的运动轨迹，特别是电压薄弱区域节点的变化情况，从而提供系统的中长期动态变化依据，研究动态电压失稳的机理，提出增强系统电压稳定性的措施。

QSS 方法在静态方法计算高效和时域仿真精确的优点之间提供了一个有意义的折中，但该方法在处理短期不稳定和由长期动态造成的短期不稳定时仍离不开多时间尺度仿真。

3）统一的暂态、中长期电压稳定性仿真。多时间尺度仿真和 QSS 法仿真分别适用于不同的时间框架和研究目的，但是实际系统的暂态过程和中长期动态是密不可分的，忽略任何一个都将带来误差，随着研究的不断深入和工程实际的需求。统一的暂态、中长期电压稳定性仿真较好的完成了暂态、中长期动态的接口，如用吉尔（Gear）法来提高快速和慢动态全过程仿真计算，PSD-FDS 电力系统全过程动态仿真程序是统一的暂态、中长期电压稳定性仿真的仿真工具。

综上所述，时域仿真法具有以下优点：详细计及元件的动态特性，模拟精度较高；较好地反映电压失稳的全过程，为分析电压崩溃的机理提供可靠信息；同时可以得到防止电压失稳的预防及校正措施等。但是目前时域仿真法仍存在计算耗时、负荷精确建模困难等问题，另外电力系统模型的 DAE 方程组具有刚性，积分步长不能太大，分步积分的累计误差也使结果不可靠。

（2）能量函数法。能量函数法来源于 Lyapunov 直接法，它提供了一种快速的方法来确定系统稳定性，可用于直接估计电力系统的动态稳定性，以避免耗时的时域仿真。其基本思想是利用所谓的能量函数得到状态空间中的一个能量势阱，通过求取能量势阱的边界来估计扰动后系统的稳定吸引域，并据此判断系统在特定扰动后的稳定性。当前应用 Lyapunov 能量函数法进行电压稳定分析存在的困难：①合

乎 Lyapunov 准则的能量函数的提出；②临界能量的计算。

（3）非线性动力学方法。小干扰电压稳定分析假设系统初始条件的微小变化只能导致输出的微小变化，但由于电力系统是一个非线性动力学系统，临界点附近系统的微小变化导致系统状态微小变化的这一假设往往不能成立；同时，传统的分析方法很难描述系统越过稳定极限时，其状态将如何变化。为了确保电力系统的安全性，人们将中心流形理论、分岔理论和混沌理论用于分析并控制电力系统的非线性作用，其中研究最多的是分岔理论。

动态系统的平衡点分岔理论在工程学科的非线性稳定分析中有着重要应用，最初引入电力系统是针对电力系统的代数微分方程非线性动力学的研究，目前该方法已在失稳机理解释、电压稳定与功角稳定的关系研究等有着较成熟的应用。

4.3 电压稳定分析和仿真算例

图 8.3-24 给出了一个 3 机 10 节点系统。500kV 母线向负荷区域的两个负荷供电，其中工业负荷通过一台变压器与 500kV 负荷母线连接，而居民负荷则通过两台变压器和一段代表次输电系统的阻抗接在 500kV 负荷母线上。负荷区域采用了大量的并联补偿装置，并包含一台 1600MVA 等值发电机。两台远方发电机通过 5 回 500kV 线路向负荷区域输送 5000MW 功率。

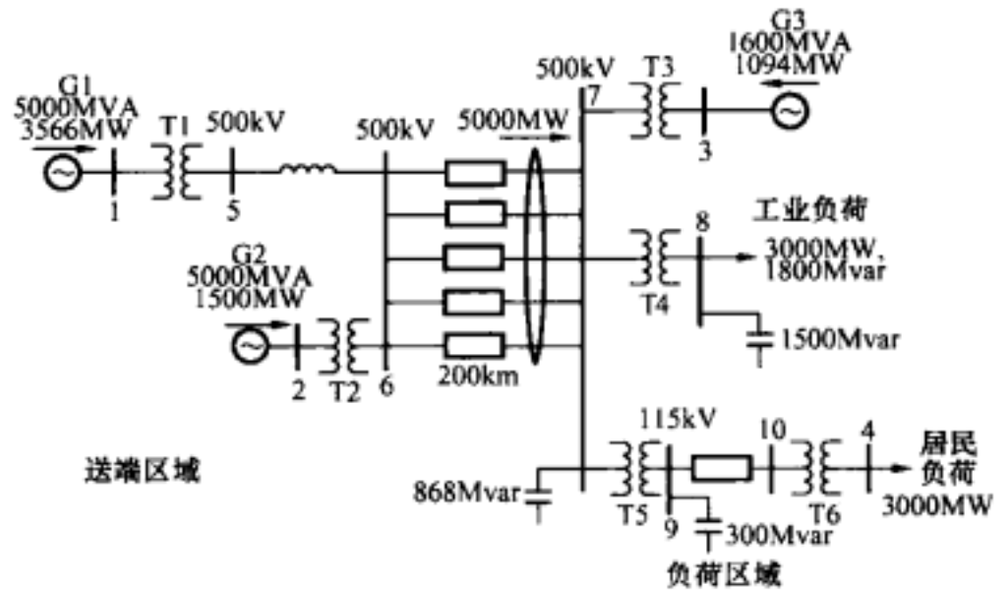


图 8.3-24 3 机 10 节点系统

该 3 机 10 节点系统的数据见表 8.3-13、表 8.3-14。

表 8.3-13 输电线路参数（*R*、*X* 和 *B* 的标幺值以 100MVA 为基准容量）

输电线	*R*	*X*	*B*
5-6	0.000 0	0.004 0	0.000 0
6-7	0.001 5	0.028 8	1.173 0
9-10	0.001 0	0.003 0	0.000 0

表 8.3-14 变压器参数（*R* 和 *X* 的标幺值以 100MVA 为基准容量）

变压器	*R*	*X*	变比
T_1	0.000 0	0.002 0	0.885 7
T_2	0.000 0	0.004 5	0.885 7
T_3	0.000 0	0.012 5	0.902 4
T_4	0.000 0	0.003 0	1.066 4
T_5	0.000 0	0.002 6	1.080 0
T_6	0.000 0	0.001 0	0.975 0

母线 7 的并联电容器补偿为 763Mvar，母线 8 的并联电容器补偿为 600Mvar，母线 9 的并联电容器补偿为 1710Mvar。

发电机功率与负荷功率如图 8.3-24 所示。发电机参数 1 号机：无限大母线；2 号机：$T_j=4.18$s，容量＝2200MVA；3 号机：$T_j=4.66$s，容量＝1400MVA。下述为 2 号机和 3 号机以它们各自容量为基准的参数：

$$R_a=0.004\ 6 \quad X_d=2.07 \quad X_q=1.99$$
$$X_l=0.155 \quad X'_d=0.28 \quad X'_q=0.49$$
$$X''_d=0.215 \quad X''_q=0.215 \quad T'_{d0}=4.10\text{s}$$
$$T'_{q0}=0.56\text{s} \quad X''_{d0}=0.033 \quad T''_{q0}=0.062\text{s}$$

2 号机和 3 号机均为晶闸管励磁机，放大倍数 400，敏感回路时间常数 0.02s。

算例中用到的感应电动机容量＝3600MVA

$X_m=3.3$p. u. $R_s=0.01$p. u. $X_s=0.145$p. u.

$R_r=0.008$p. u. $X_r=0.145$p. u. $T_j=1.2$s

负荷转矩方次：$m=2.0$

4.3.1 基于稳态潮流方程的静态分析

对图 8.3-24 所示的系统进行静态分析，单负荷母线按恒定功率因数增加负荷，负荷母线 4 的有功功率裕度系数 $K_p=5.62\%$，负荷母线 8 的有功功率裕度系数 $K_p=4.58\%$，如图 8.3-25 所示。

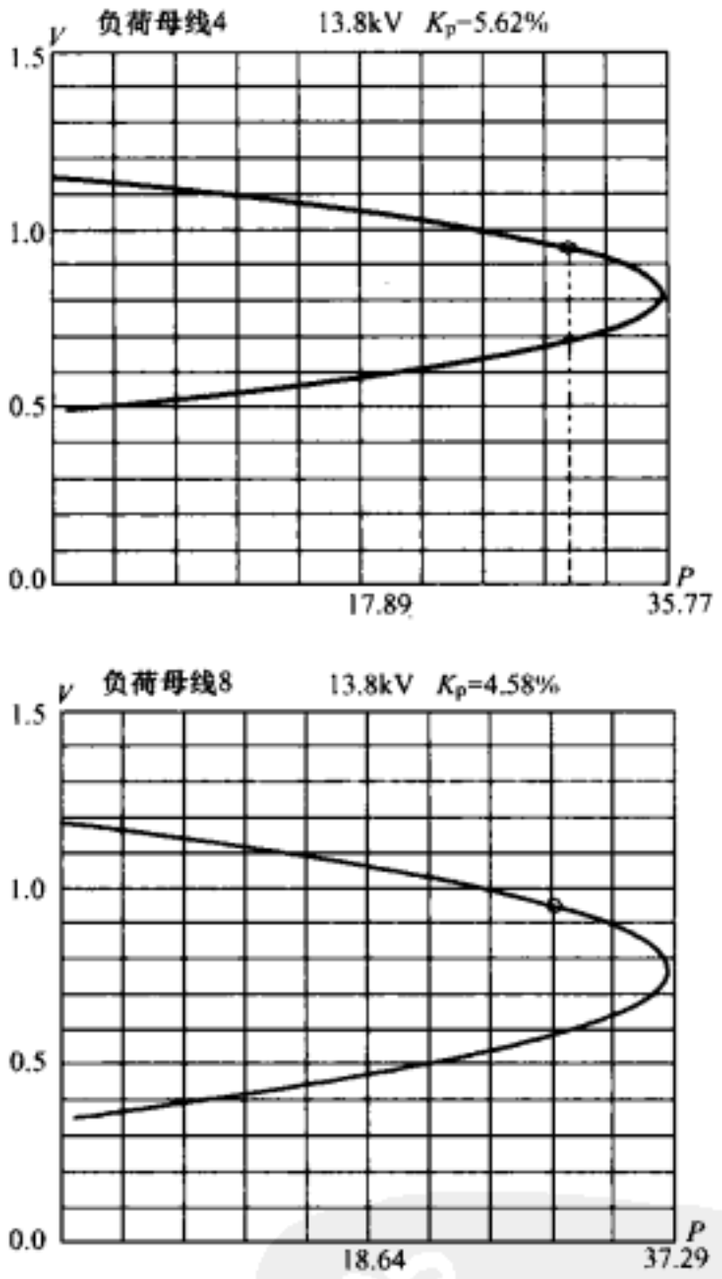


图 8.3-25 负荷母线 4 及负荷母线 8 的功率裕度系数

4.3.2 动态时域仿真分析

负荷动态特性对短期大干扰电压稳定的影响较大，在很大程度上决定了电压失稳的进程，负荷模型是电压稳定研究结果准确与否的关键因素之一。在此通过一个算例系统，对不同负荷模型进行仿真计算，分析负荷模型对短期大干扰电压稳定的影响。计算中采用的负荷模型如表 8.3-15 所示。

表 8.3-15 算例采用的负荷模型

标识	母线名称	负 荷 模 型
A	母线 10（3000MW）	50%恒定阻抗，50%恒定电流
	母线 7（2900MW）	100%恒定功率

续表

标识	母线名称	负　荷　模　型
B	母线 10（3000MW）	50%恒定阻抗，50%恒定电流
	母线 7（2900MW）	100%电动机
C	母线 10（3000MW）	40%恒定阻抗，60%恒定功率
	母线 7（2900MW）	40%恒定阻抗，60%恒定功率
D	母线 10（3000MW）	40%恒定阻抗，60%电动机
	母线 7（2900MW）	40%恒定阻抗，60%电动机
E	母线 10（3000MW）	12%恒定阻抗，12%恒定电流，16%恒定功率，60%电动机
	母线 7（2900MW）	12%恒定阻抗，12%恒定电流，16%恒定功率，60%电动机

算例采用三相短路故障跳线和无故障切受端机（700MW）。具体的仿真结果如图 8.3-26 和图 8.3-27 所示。

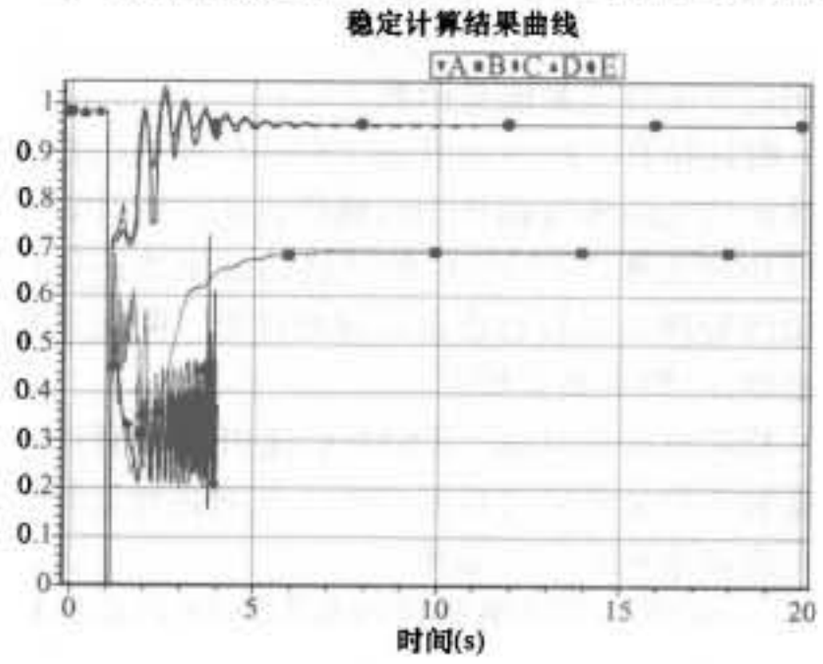


图 8.3-26　三相短路故障跳线

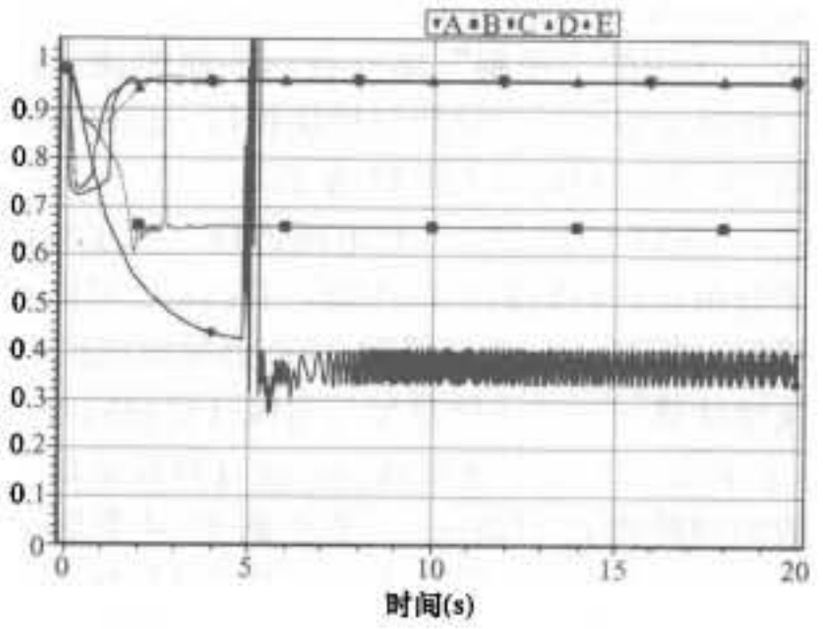


图 8.3-27　无故障切受端机（700MW）

通过以上仿真结果可以发现，如果不考虑电动机，只是简单地用静态负荷模型，在两种故障情况下系统均可以保持稳定；在考虑了负荷的动态情况下，系统稳定与否与电动机的比重以及故障类型相关。分析结果说明负荷模型对于电压稳定研究的重要性。

5　动态安全分析

动态安全分析（Dynamic Security Assessment，DSA）的主要任务是评价电力系统受到各类扰动后过渡到新的稳定运行状态的能力，并对必要的预防措施和补救措施给出适当的参考方案，通常指其在线应用。在计算机技术和电网分析技术进步的基础上，在线动态安全分析功能的实现，是电网调度自动化系统的最新发展。动态安全分析的基本工作流程如下：针对电力系统的某个实时运行状态，给定系统的一个预想事故集，然后分析系统在当前运行状态下发生预想事故集中的事故时系统是否会失去稳定，若不稳定则给出相应调整的控制策略。动态安全分析能在正常运行时找到系统的薄弱环节，指导系统的预防性控制，从而达到加强系统安全运行能力的目的。

5.1　动态安全分析的主要功能

动态安全分析功能启动后（通常以固定时间间隔启动，间隔时间要与状态估计相配合），从状态估计中获得网络运行方式数据并与动态数据（发电机、控制系统等）一起整合为系统模型，使之满足电网动态安全分析计算的要求，然后经过预想事故的筛选和排序，并通过对各类可能发生的事故进行详细分析计算，最终给出预防控制和紧急控制措施以及裕度评估结论。下面简单介绍动态安全分析的几个主要的功能。

5.1.1　预想事故的筛选和排序

对大规模互联电力系统中可能发生的所有事故都进行详细的在线计算分析是不可能且不必要的。实际上，真正能够对系统稳定造成影响的事故并不多。如果我们能够快速准确地找出这部分事故，对它们进行详细的分析计算，就有可能大大降低计算所需的时间，使动态安全分析满足实时应用的要求。预想事故的筛选和排序就是完成这一任务的功能模块，它能够在实时条件下，利用系统提供的运行信息，自动选出那些可能会造成系统失去稳定的预想事故，同时按照一定的指标对这些选出的故障进行严重性排序。

目前，电力系统研究人员已经提出了许多种事故的筛选和排序方法。其中事故筛选方法主要有能够实现快速暂态稳定计算的暂态能量函数法、专家系统、神经网络、动态安全域以及采用简化模型的快速时域仿真算法等。排序指标主要有能量裕度、临界切除时间等。

对预想事故的筛选和排序的基本要求是快速和准确。漏报率（将不稳定事故确认为稳定事故）、误报率（将稳定事故确认为不稳定事故）和计算速度是衡量预想事故筛选和排序方法性能的基本指标，一个好的方法要在确保无漏报率的情况下尽量减少误报率和提高计算速度。

5.1.2　对预想事故集中的事故进行详细的分析

在排除对系统不构成威胁的事故后，需要对余下的预想事故进行详细分析，主要采用时域仿真法。要求动态安全分析的仿真模块必须能够对暂态稳定时间范围内的分析所涉及的所有元件精确建模。时域仿真法可以精确计算系统发生故障后的受扰轨迹，是最可靠的动态安全分析方法。但对于大规模电力系统来说，由于系统元件和网络节点数目非常巨大，需要求解的微分方程组和代数方程组的阶数非常高，这对计算机的计算能力是一个严峻的考验；此外，时域仿真法只能计算得到在特定的扰动下系统能否能保持稳定的信息，不能给出系统稳定性的定量指标和灵敏度信息。为此又提出直接法与时域仿真法相结合的研究思路，希望两种方法结合起来，实现优势互补。

目前，随着计算机技术的发展，数值计算能力得到了非常大的提高，不仅时域仿真法计算量大的问题已经逐步被克服，已经成为对预想事故集中的事故进行详细分析的主要手段；而且小干扰稳定、电压稳定等各类传统算法也逐步加入进来，成为有效的辅助手段。

5.1.3　给出稳定控制策略

在计算得到系统的安全状况后，如果发现系统存在隐患，动态安全分析必须给出相应的控制措施。控制措施包括预防控制和紧急控制两种。预防控制通过调整正常运行中的

系统的运行状态来保证发生预想事故后系统是安全的。可以采取的措施有限制流过某一界面的潮流，将特定节点之间的相角差控制在某个范围之内，调整网络拓扑，重新安排发电计划和负荷等。紧急控制是在事故发生后采取的确保系统稳定运行和持续供电的措施。可以采用的措施包括切机、切负荷以及并联电容、电抗器的投切等。动态安全分析的紧急控制功能主要是通过在线整定安全稳定控制系统参数来实现。

在线动态安全分析避免了离线分析对大量不相关工况的仿真计算，极大地减少了计算量，从而可以基于系统当前的运行状况来进行控制策略的制定，满足各种非典型运行状态下维持系统安全运行的需要。

5.2 对动态安全分析系统的要求

能够实际应用的在线动态安全分析系统必须满足以下一些要求：

（1）快速性：应能在非常短的时间内完成大量的安全稳定分析计算，其运行周期要与 SCADA/EMS 系统的状态估计时间间隔相匹配，当状态估计完成时，就应该马上启动动态安全分析来进行预想事故的处理。

（2）正确性：应能使在线数据反映实际整个同步电网的运行情况，也应能使在线动态安全分析与离线分析结果相同或相当接近。

（3）可靠性：在线动态安全分析系统软件和硬件结构应保证系统本身运行的可靠性，从而能保证电力系统在所有可预见的运行条件下安全可靠运行。

5.3 在线动态安全分析系统举例

目前，各国电力系统对动态安全分析都非常重视，许多公司已经开始建设或建成了自己的动态安全分析系统。下面简单介绍其中的两个。

5.3.1 美国 PJM 电力系统调度中心投运的 DSA 系统

美国 PJM 互联电力系统和 Powertech 公司合作，于 2006 年成功设计并投运了一套可以实时运行的动态安全分析和控制系统——TSA&C（Transient Stability Analysis & Control）。这套系统可以给运行人员提供关于 PJM 电网暂态安全的关键信息。其中包括：

（1）电力系统发生某些事故时是否能保持暂态稳定。

（2）某些关键潮流断面与暂态稳定约束相关的传输极限。

（3）当系统处于潜在的不稳定状态或事故状态时，为了防止系统失去暂态稳定而必须采取的控制措施。

TSA&C 系统包括几个功能模块，它们分别是数据获得与建模模块、计算模块、计算结果输出和可视化模块。具体的功能框图如图 8.3-28 所示。

图 8.3-28 中的“测量数据”和“建模”部分表示数据获得与建模模块。为了完成对系统的在线安全分析，TSA&C 系统必须周期性地获取系统的断面数据。其中包括从 EMS 的状态估计功能中获得的电网潮流数据、其他辅助数据（如发电机及其控制器的模型、负荷模型等）以及相邻电力系统的等值模型等。TSA&C 利用这些数据建立系统的模型，然后输入计算模块。

图 8.3-28 中的“计算”部分表示计算模块，包括安全评估和控制策略的制定两个部分。安全评估又分为以下几个方面：

（1）预想事故的筛选。目前 TSA&C 系统中应用的筛选方法是结合系统安全指标的时域仿真法。只要事故状态被判别为绝对稳定的就马上停止仿真。经验表明这种方法可以筛选掉 60%～90%的事故，因此可以节约大量的计算时间和

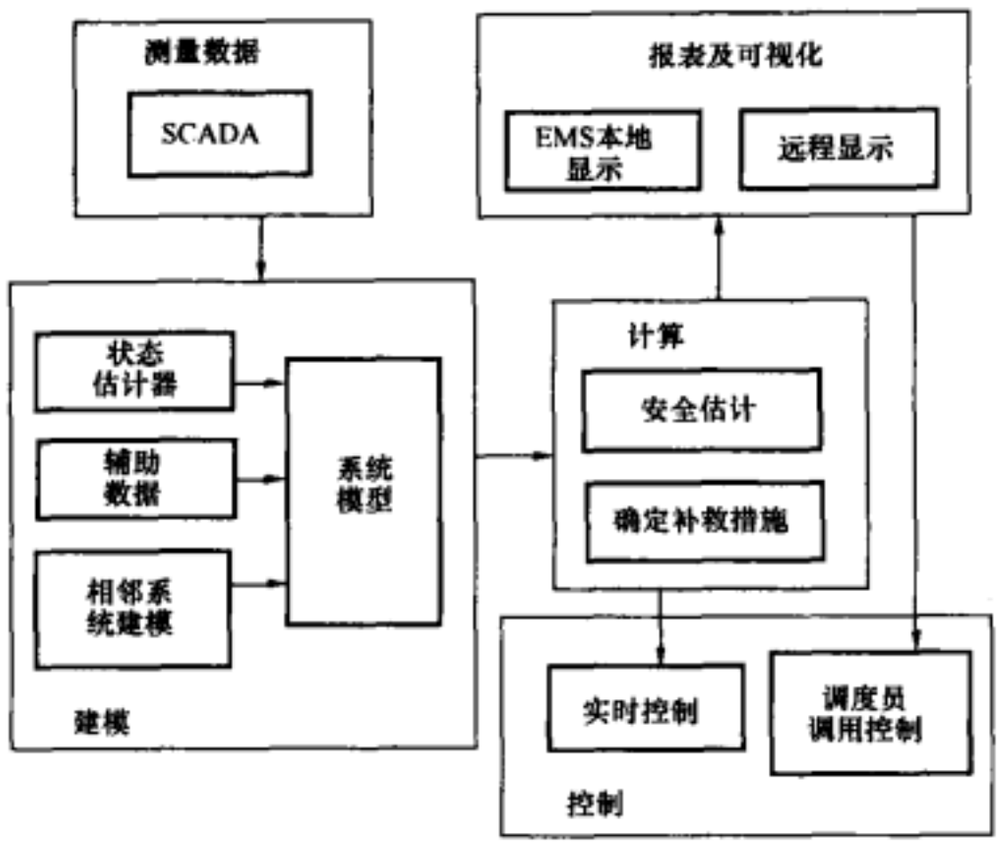


图 8.3-28 TSA&C 系统的功能框图

内存消耗。未来 TSA&C 系统还将加入独立的事故筛选工具，采用的方法可能是能量函数法。

（2）时域仿真。时域仿真是 TSA&C 的核心技术，每一个被筛选出的危险事故都将用时域仿真法详细计算。除了传统的时域仿真法外，TSA&C 的时域仿真模块还包括许多对仿真结果的处理。如暂态稳定边界的计算、阻尼系数的计算以及暂态电压/频率越限情况。

（3）稳定极限的计算。TSA&C 还可以实时计算某些潮流断面受暂态稳定约束的极限功率。从而指导运行人员的调度工作，提高电网运行的效率。

图 8.3-28 中的“报表及可视化”部分表示计算结果输出和可视化模块。这个模块包括了多种可视化工具用于将关键信息提供给运行人员。其中有系统的总体状态、临界事故列表、电压/频率越限情况等。

图 8.3-28 中的“控制”部分表示控制模块。计算模块计算出了控制策略后发送给控制模块执行。控制策略的执行方式包括实时方式和运行人员启动方式。

目前，TSA&C 每 15min 对电网进行一次实时评估。由于采用了分布式并行化的计算环境，TSA&C 可以在这段时间内完成对包括 13 500 条母线和 2500 台发电机的 PJM 系统的一次完整计算（所有元件模型与离线计算相同时，可以计算 3000 个事故、10 个关键断面的传输容量极限以及得到不安全事故的预防性控制措施）。考虑到 PJM 系统未来的增长，TSA&C 设计的最大计算能力可以满足包括 25 000 条母线和 3000 台发电机的电力系统的计算要求。

5.3.2 我国国家调度中心试运行的在线稳定计算系统

我国国家调度中心于 2007 年 11 月开始运行一套由中国电力科学研究院主体承建，南瑞和天津大学共同参与开发的电网在线安全稳定预警系统。通过在线监测电网运行的安全隐患，及时评估电网的稳定程度，实现了在线稳定分析与预警、调度辅助决策、裕度评估和计划校核等功能。该系统在在线数据平台、并行计算平台的基础上，实现稳定分析与预警、调度辅助决策、裕度评估、计划校核等应用功能，并能完成历史数据存储以及人机界面交互。模块框图如图 8.3-29 所示。

图 8.3-29 中，“在线数据平台”实现数据交换及整合潮流计算功能，通过整合 EMS、WAMS、计划管理系统、离线方式计算系统等技术资源，综合使用本地 EMS 的和上级调度机构统一下发的电网运行数据，实施基于主网数据约束的整合潮流计算，形成一套结构完整、能反映当前电网工况并能计算暂态稳定的数据，为在线稳定计算提供数据源。

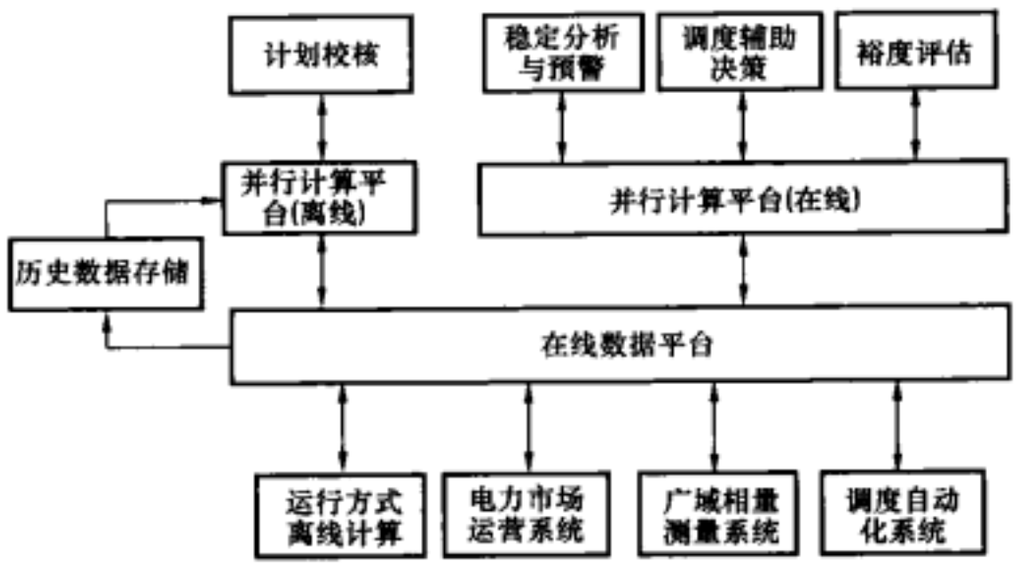


图 8.3-29　在线安全稳定预警系统模块框图

“并行计算平台”是由若干高性能服务器通过高速网络连接的计算机机群系统和相应软件组成的电力系统分析计算专用平台。通过平台的调度和协调功能，能高效快速地完成大批量计算任务，分为在线与离线两个部分，是在线动态评估系统不可缺少的运行平台。

“稳定分析与预警”集成了电力系统分析综合程序（PSASP）已有的时域仿真法暂态稳定、小干扰稳定、电压稳定、直接法暂态稳定等离线稳定分析工具，通过计算控制实现全面的在线稳定分析。

“调度辅助决策”根据在线稳定分析的结果，针对系统稳定裕度不足的预想故障，提出预防性控制措施或优化策略，以及事故后需要采取的调整措施等，形成保障当前电网安全运行的辅助决策方案，为调度指挥提供迅速、有效的决策支持。

“裕度评估”根据在线稳定分析的结果，在电网安全稳定的前提下，完成线路/断面稳定极限计算，根据线路/断面潮流与发电负荷相关灵敏度分析确定计算发电机、负荷的调整方案。

“计划校核”根据发电计划、输电计划、检修计划和母线负荷预报数据形成的计划潮流，对电网未来的运行方式进行安全稳定评估，对可能出现的系统失稳进行预警，确保电力计划的安全制定，为电网的生产组织提供技术支持。

“历史数据存储”主要完成电网运行数据、电网模型参数、计算结果信息的存储和利用（如离线分析、结果展示等）。

目前，试运行的在线稳定计算系统基于 96 个计算节点，384 个计算单元（每个计算节点包括 4 个计算单元）的计算机机群，能在 30s 内完成 10 000 节点系统的 364 个故障方式的暂态稳定 20s 仿真计算，5min 内完成辅助决策和稳定裕度评估计算，同时也支持电压稳定、小干扰稳定等各类分析计算方法。

第 4 章 电力系统电磁暂态过程分析和仿真

1 概述

电力系统电磁暂态分析研究的对象包括对电力系统安全运行和电能质量影响很大的各种暂态和准稳态过程，也包括各种电力电子装置的暂态和非正弦稳态过程等。从时间上讲，电磁暂态多涉及电力系统中微秒至数秒之间的过程。随着电力电子技术的发展，电磁暂态分析也大量用于较长过程的电力电子装置的研究。电磁暂态仿真是电力系统研究、设计和运行的重要分析手段。

1.1 电力系统电磁暂态的研究对象

主要包括：①由系统外部引起的电力系统暂态过程，如雷电、磁暴；②由系统内部引起的电力系统暂态过程，如操作过电压、特快速暂态过电压（VFTO）等；③谐振暂态，如次同步谐振（SSR）、自励磁、工频与铁磁暂振等；④故障暂态，如短路电流、短路引起的发电机机组轴系扭振等；⑤控制暂态，如一次和二次系统相互作用和控制系统本身的暂态问题；⑥电力电子装置，包括灵活交流输电（FACTS）和高压直流输电装置（HVDC）中的暂态问题和稳态问题。由于电力电子装置中的许多稳态波形为非正弦波，因此也多用电磁暂态仿真方法进行研究；⑦其他，如谐波问题等。

1.2 研究目的和应用范围

为了确保电力系统运行的安全与经济，就需要用适当的方法，将危害电力系统安全的电磁暂态现象限制在合理的范围内。为此，首先，要采取必要的措施防止和避免具有破坏性的电磁暂态现象的出现；其次，在这种现象出现之后尽可能限制它的危害性；最后，要合理决定各种电气设备承受电磁暂态冲击的能力。

电力系统电磁暂态分析与仿真就是适应这种要求而产生的，主要解决：①重大设备的规范、主要参数和主电路的分析和综合；②过电压过电流的分析、防护与绝缘配合等；③电力系统谐振的分析、仿真与对策；④电力电子设备，包括 HVDC 和 FACTS 装置的调节、控制和驱动方式的研究，包括起停、故障运行和恢复方式的研究等；⑤电力系统谐波的分析和治理等。

1.3 分析与仿真的主要手段和特点

国内外研究电磁暂态问题的主要手段有物理仿真和数字仿真两种。其中，物理仿真主要有暂态网络分析仪和直流输电模拟装置等，将在其他章节中介绍，而本章则仅限于讨论与数字仿真有关的问题。

目前，国际上常用的电力系统电磁暂态数字仿真软件主要有 EMTP（Electromagnetic Transient Program）、NETOMAC、EMTDC（PSCAD）等。电磁暂态数字仿真具有以下特点：

（1）电磁暂态数字仿真是描述电力系统各物理量在各离散时间间隔（0、Δt、$2\Delta t$…）的瞬时值，其步长多以微秒甚至纳秒计；而电力系统机电暂态软件主要描述各物理量在各离散时间间隔的工频有效值及相位，其步长多以毫秒计。

（2）为了便于描述各种三相不对称运行条件下电力系统特性，电力系统电磁暂态数字仿真软件总体是在相空间求解；而大部分电力系统机电暂态稳定、潮流等程序多在序空间求解（目前虽也有些潮流程序在相空间求解，但不普遍）。

（3）电磁暂态现象的频率范围较宽，可从直流到数兆赫兹以上，有些情况下需要考虑元件参数与频率的关系。

（4）三相与多相系统间的耦合增加了求解的难度。

（5）非线性元件多，如非线性电阻、磁路饱和、电晕、电弧等，有些现象有待进一步认识。

（6）元件类型多，其数学模型的类型和表达方式也较多，要使各种元件的模型在同一个软件中相互兼容。

（7）随着超高压和特高压系统的发展，对仿真精度的要求越来越高。

（8）许多电力系统电磁暂态现象具有随机性（有的还是多因素的随机过程）。

2 电力系统电磁暂态仿真的数学模型

本节主要讨论电力系统各种元件的数学模型。在电路的电磁暂态数字仿真中，很重要的一步就是要把描述电路特性的微分或偏微分方程离散化。对于复杂的模型，还要解决与其他元件及主程序之间的接口问题。

2.1 线性电感、电容和电阻的模型

2.1.1 线性单相无耦合电感、电容、电阻

单相无耦合电感支路是电磁暂态计算中最简单的元件，其模型反映了电磁暂态仿真的基本思路。电感支路的微分方程为

$$u_{km}(t) = L\frac{di_{km}(t)}{dt} \tag{8.4-1}$$

式中：$u_{km}(t)$为电感支路 k、m 两端的电压；$i_{km}(t)$为流过电感支路 k、m 的电流。

使用梯形积分将式（8.4-1）离散化，取步长为 Δt，得差分方程

$$i_{km}(t) = Gu(t) + h(t) \tag{8.4-2}$$

$$h(t) = i_{km}(t-\Delta t) + Gu_{km}(t-\Delta t) \tag{8.4-3}$$

$$G = \frac{\Delta t}{2L} \tag{8.4-4}$$

式中：G 为电感的等值电导；$h(t)$为表达过去状态的等值电流源，又称历史项。

对 t 时刻而言，$h(t)$是由该时刻之前的状态决定的，是已知的。

通过式（8.4-2），将求解微分方程式（8.4-1）的问题转变成求解代数方程的问题，而只需在每个时步更新历史项 $h(t)$即可。这样，就显著降低了计算的复杂性，提高了通用性。该方法是由加拿大不列颠哥伦比亚大学（UBC）教授 H. W. Dommel 首先提出的，又称为 Dommel 法，已在电磁暂态仿真中得到了广泛应用。

用类似的方法，可以将电容（C）、电阻（R）或由 R-L-C 构成的串联支路写成类似式（8.4-2）的形式，相应的等值电导 G 和历史项 $h(t)$ 如表 8.4-1 所示。

表 8.4-1　单相电感、电容、电阻的等值电导 G 和历史项 h（t）

元件	等值电导 G	历史项 $h(t)$
电感 L	$G=\frac{\Delta t}{2L}$	$i_{km}(t-\Delta t)+\frac{\Delta t}{2L}u_{km}(t-\Delta t)$
电容 C	$G=\frac{2C}{\Delta t}$	$-i_{km}(t-\Delta t)-\frac{2C}{\Delta t}u_{km}(t-\Delta t)$
电阻 R	$G=\frac{1}{R}$	0
R-L-C 串联支路	$G=\left(R+\frac{2L}{\Delta t}+\frac{\Delta t}{2C}\right)^{-1}$	$G\left\{\left(\frac{2L}{\Delta t}-R-\frac{\Delta t}{2C}\right)i_{km}\times(t-\Delta t)+u_{km}(t-\Delta t)-2u_c(t-\Delta t)\right\}$

2.1.2　线性多相耦合电感、电容、电阻支路

对于图 8.4-1 所示的线性多相耦合电感、电阻支路，其微分方程为

$$[u_k]-[u_m]=[L]\frac{\mathrm{d}[i_{km}]}{\mathrm{d}t}+[R][i_{km}] \tag{8.4-5}$$

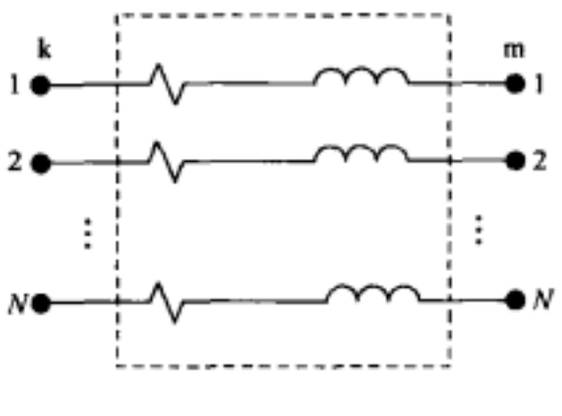


图 8.4-1　线性多相有耦合电感、电阻支路示意图

应用梯形积分法，取步长为 Δt，将其离散化后可得

$$[i_{km}(t)]=S^{-1}\{[u_k(t)]-[u_m(t)]\}+[h(t)] \tag{8.4-6}$$

$$[h(t)]=[S]^{-1}\{[u_k(t-\Delta t)]-[u_m(t-\Delta t)]\}+\{[1]-2[S]^{-1}[R]\}[i_{km}(t-\Delta t)] \tag{8.4-7}$$

$$[S]=[R]+\frac{2}{\Delta t}[L] \tag{8.4-8}$$

这种方法也可用于处理其他有多相耦合的支路。对多相电容耦合支路，其微分方程为

$$[i_{km}]=[C]\frac{\mathrm{d}[u_{km}]}{\mathrm{d}t} \tag{8.4-9}$$

通过梯形积分，可将微分方程离散化后得到类似式（8.4-2）的代数方程。

2.2　分布参数线路模型

分布参数的线路包括架空线路和电缆线路。

2.2.1　单相分布参数线路模型

对于单相的分布参数线路，其偏微分方程为

$$\begin{aligned}-\frac{\partial v}{\partial x}&=L_0\frac{\partial i}{\partial t}+R_0 i\\-\frac{\partial i}{\partial t}&=C_0\frac{\partial u}{\partial t}+G_0 u\end{aligned} \tag{8.4-10}$$

式中：L_0、R_0、C_0、G_0 分别为线路单位长度电感、电阻、电容和电导；x 为距线路起点的长度。

在一般情况下，线路电感与电阻均是随频率变化的，可表达为 $L_0(\omega)$、$R_0(\omega)$。这样，上式就无法直接求解。解决的方法是将该式转到频域求解，然后再用一定的方法转回时域，以便和其他元件一齐求解。

由式（8.4-10），可得出线路的频域方程

$$\begin{aligned}-\frac{\mathrm{d}U}{\mathrm{d}x}&=L_0(\omega)\frac{\mathrm{d}I}{\mathrm{d}t}+R_0(\omega)I=Z_0 I\\-\frac{\mathrm{d}I}{\mathrm{d}t}&=C_0\frac{\mathrm{d}U}{\mathrm{d}t}+G_0 U=Y_0 U\end{aligned} \tag{8.4-11}$$

式中

$$\begin{aligned}Z_0&=R_0(\omega)+\mathrm{j}\omega L_0(\omega)\\Y_0&=G_0+\mathrm{j}\omega C_0\end{aligned} \tag{8.4-12}$$

对于长度为 l 的线路，其两端电压电流如图 8.4-2 所示，有如下关系

$$\begin{aligned}U_m(\omega)-Z_C(\omega)I_m(\omega)&=[U_k(\omega)+Z_C(\omega)I_k(\omega)]\mathrm{e}^{-\gamma l}\\U_k(\omega)-Z_C(\omega)[I_k(\omega)]&=[U_m(\omega)+Z_C(\omega)I_m(\omega)]\mathrm{e}^{-\gamma l}\end{aligned} \tag{8.4-13}$$

其中，γ 为线路的传播系数，Z_C 为线路波阻抗或特征阻抗，有

$$\begin{aligned}\gamma&=\sqrt{Z_0 Y_0}\\Z_C&=\sqrt{Z_0/Y_0}\end{aligned} \tag{8.4-14}$$

令 $A(\omega)=\mathrm{e}^{-\gamma l}$，称为传输函数。将频域的函数 $Z_C(s)$ 和 $A(s)(s=\mathrm{j}\omega)$ 用简单的含有多项零点和极点的有理函数拟合，再将其展成部分分式

$$Z_C(s)=k_0+\sum_{j=1}^{n}\frac{k_j}{s+p_j} \tag{8.4-15}$$

$$A(s)=\left(\sum_{j=1}^{n_2}\frac{k_j}{s+p_j}\right)\mathrm{e}^{-\tau s} \tag{8.4-16}$$

式中：n 及 n_2 分别为 Z_C（s）、A（s）有理函数拟合的极点数。

经推导，可得

$$\begin{aligned}u_m(t)&=e_{mz}(t)+e_{mh}(t)=R_{eq}i_m(t)+e'_{mh}(t)\\u_k(t)&=e_{kz}(t)+e_{kh}(t)=R_{eq}i_k(t)+e'_{kh}(t)\end{aligned} \tag{8.4-17}$$

这就构成了 k、m 两节点的考虑线路参数与频率相关的方程组。其中，e'_{kh}（t）及 e'_{mh}（t）为反映过去历史状态的等值电压源，为已知量。这样，图 8.4-2 的线路可以表示成图 8.4-3 的等值电路。

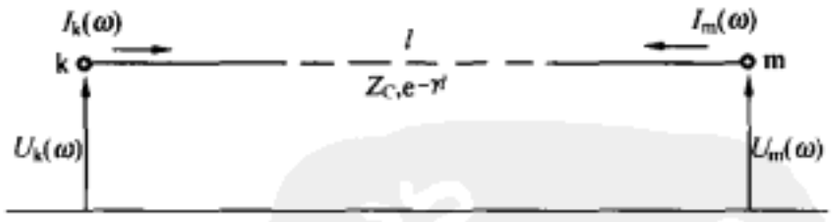


图 8.4-2　参数与频率相关输电线路频域示意图

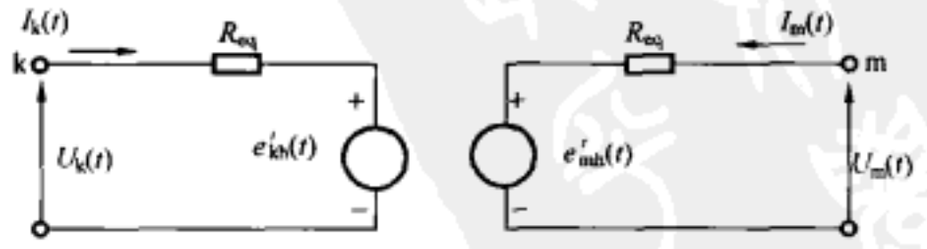


图 8.4-3　参数与频率相关线路的等值电路图

可见，对于输电线路两端 k、m 的电压、电流而言，在 t 时刻相互之间在拓扑上是没有联系的。这是因为，两端电压电流要经过一个波传播时间 τ 才能影响到对方。因此，在电磁暂态仿真中，常用输电线路作为网络分割的手段。

若不考虑线路参数与频率的相关关系，则式（8.4-9）中的各参数均为恒定的，求解过程要简单得多，可以看成频

率相关输电线路模型的一个特例。

2.2.2 多相分布参数线路模型

对于多相的分布参数线路，其偏微分方程的矩阵形式为

$$-\left[\frac{\partial \boldsymbol{u}}{\partial x}\right]=[L_0]\left[\frac{\partial \boldsymbol{i}}{\partial t}\right]+[\boldsymbol{R}_0][\boldsymbol{i}]$$
$$-\left[\frac{\partial \boldsymbol{i}}{\partial t}\right]=[\boldsymbol{C}_0]\left[\frac{\partial \boldsymbol{u}}{\partial t}\right]+[\boldsymbol{G}_0][\boldsymbol{v}] \tag{8.4-18}$$

式中：$[\boldsymbol{L}_0]$、$[\boldsymbol{R}_0]$、$[\boldsymbol{C}_0]$、$[\boldsymbol{G}_0]$ 分别为线路单位长度电感、电阻、电容和电导矩阵。

其中，电感和电阻参数也是频率相关的，可以写成 $[\boldsymbol{L}_0(\omega)]$、$[\boldsymbol{R}_0(\omega)]$。该式转到频域后，有

$$-\left[\frac{\mathrm{d}\boldsymbol{U}}{\mathrm{d}x}\right]=[\boldsymbol{L}_0(\omega)]\left[\frac{\mathrm{d}\boldsymbol{I}}{\mathrm{d}t}\right]+[\boldsymbol{R}_0(\omega)][\boldsymbol{I}]=[\boldsymbol{Z}_0][\boldsymbol{I}]-$$
$$\left[\frac{\mathrm{d}\boldsymbol{I}}{\mathrm{d}t}\right]=[\boldsymbol{C}_0]\left[\frac{\mathrm{d}\boldsymbol{U}}{\mathrm{d}t}\right]+[\boldsymbol{G}_0][\boldsymbol{U}]=[\boldsymbol{Y}_0][\boldsymbol{V}] \tag{8.4-19}$$

式中

$$[\boldsymbol{Z}_0]=[\boldsymbol{R}_0(\omega)]+\mathrm{j}\omega[\boldsymbol{L}_0(\omega)]$$
$$[\boldsymbol{Y}_0]=[\boldsymbol{G}_0]+\mathrm{j}\omega[\boldsymbol{C}_0] \tag{8.4-20}$$

由于参数之间存在耦合，式（8.4-18）和式（8.4-19）无法直接使用上述单相线路的求解方法，而需要采用相模变换的方法将上述各量从相空间转到模空间，以期达到去耦的目的。在实际运算中，常常忽略线路的电导，则只考虑 $[\boldsymbol{Z}_0]$ 和 $[\mathrm{j}\omega\boldsymbol{C}_0]$ 的作用，取

$$[\boldsymbol{I}]=[\boldsymbol{T}_\mathrm{i}][\boldsymbol{I}_\mathrm{m}]$$
$$[\boldsymbol{U}]=[\boldsymbol{T}_\mathrm{u}][\boldsymbol{U}_\mathrm{m}] \tag{8.4-21}$$

式中：下标 m 表示模量，无下标表示相量。将其代入式(8.4-19)，可得

$$-\left[\frac{\mathrm{d}\boldsymbol{U}_\mathrm{m}}{\mathrm{d}x}\right]=[\boldsymbol{T}_\mathrm{U}]^{-1}[\boldsymbol{Z}_0][\boldsymbol{T}_i][\boldsymbol{I}_\mathrm{m}]$$
$$-\left[\frac{\mathrm{d}\boldsymbol{I}_\mathrm{m}}{\mathrm{d}t}\right]=[\boldsymbol{T}_i]^{-1}[\boldsymbol{Y}_0][\boldsymbol{T}_\mathrm{U}][\boldsymbol{U}_\mathrm{m}] \tag{8.4-22}$$

其中，$[\boldsymbol{T}_i]$和$[\boldsymbol{T}_\mathrm{U}]$为转换矩阵，并有$[\boldsymbol{T}_i]^{-1}=[\boldsymbol{T}_\mathrm{U}]^\mathrm{T}$。取

$$[\boldsymbol{Z}_{0\mathrm{m}}]=[\boldsymbol{T}_\mathrm{U}]^{-1}[\boldsymbol{Z}_0][\boldsymbol{T}_i]$$
$$[\boldsymbol{C}_{0\mathrm{m}}]=[\boldsymbol{T}_i]^{-1}[\boldsymbol{C}_0][\boldsymbol{T}_\mathrm{U}] \tag{8.4-23}$$

变换的结果，是使模域中的单位长度阻抗和导纳矩阵 $[\boldsymbol{Z}_{0\mathrm{m}}]$ 和 $[\boldsymbol{C}_{0\mathrm{m}}]$ 成为对角阵。将去耦后的式（8.4-23）代入式（8.4-22），可将 N 个在相空间相互耦合的方程组变成 N 个在模空间无耦合的独立方程。这样，就可用上述 2.2.1 节单相分布参数的模型求解 N 个模量方程；然后，再通过式（8.4-21）转到相量。通过这种方法，就解决了多相输电线路的求解问题。

上述方法原则上也可以适用于电缆线路。电力电缆与架空线路的主要差别在于：①电缆结构复杂，每根电缆都由电缆芯、屏蔽层、铠装等多导体系统组成；②电缆埋设情况复杂，有的埋在地下，与大地联系更为紧密，而有的埋设在海底。这些都增加了参数计算的复杂性，也使得电缆参数随频率变化的情况更加突出。

值得注意的是转换矩阵$[\boldsymbol{T}_\mathrm{U}]$和频率的关系。如果输电线路是完全换位的，则相空间的参数矩阵 $[\boldsymbol{Z}_0]$、$[\boldsymbol{Y}_0]$ 近似于平衡矩阵（即所有对角线元素各自相等，所有非对角线元素也各自相等）。这样，转换矩阵$[\boldsymbol{T}_\mathrm{U}]$则为与频率不相关的实矩阵。对于不换位线路，理论上讲，转换矩阵$[\boldsymbol{T}_\mathrm{U}]$是一个与频率相关的复数阵。然而，对于单回路架空线路，当频率在 10～10kHz 范围内，可以足够精确地处理成与频率无关的实矩阵。对于同塔并架的多回线路，这样处理误差可能会大些；而对于电缆线路，这个误差则可能更大些。此时，式（8.4-21）应写为

$$[\boldsymbol{I}(\omega)]=[\boldsymbol{Q}(\omega)][\boldsymbol{I}_\mathrm{m}(\omega)]$$
$$[\boldsymbol{V}(\omega)]=[\boldsymbol{Q}(\omega)]^{-t}[\boldsymbol{U}_\mathrm{m}(\omega)] \tag{8.4-24}$$

其中，$[\boldsymbol{Q}(\omega)]$ 为与频率相关的复数转换矩阵，转到时域有

$$[\boldsymbol{i}(t)]=[\boldsymbol{q}(t)][\boldsymbol{i}_\mathrm{m}(t)]$$
$$[\boldsymbol{u}(t)]=[\boldsymbol{q}(t)]^{-t}[\boldsymbol{u}_\mathrm{m}(t)] \tag{8.4-25}$$

这就出现了多重卷积积分问题。加拿大的 L. Marti 为此对 $[\boldsymbol{Q}(\omega)]$ 中每个元素也采用类似于式（8.4-15）的办法：先用有理函数拟合，再将其展成部分分式来进行计算。

2.3 变压器的仿真方法

当频率不很高时，可以用工频下变压器的自感和互感参数研究系统的电磁暂态过程，其数学表达方式与多相（也可看成多绕组）耦合的电感和电阻支路相似。但有时作用在变压器上的频率非常高（达几兆赫兹），则有必要考虑变压器内部的杂散电容和电感、电阻与频率的关系。一种解决的方法，是先用有理函数拟合再将其展成部分分式计算变压器的自导纳和互导纳 $Y_{ij}(\omega)$，然后通过卷积求出时域解。目前，该方法还有待于进一步完善，主要问题是模型的通用性以及自、互导纳 $Y_{ij}(\omega)$本身的计算精度等。

上面介绍的仅是变压器与外部系统相互作用的仿真方法，至于变压器内部的暂态过程可根据各个绕组的结构、各匝之间的电阻、电感、互感和电容用类似多相耦合的电感、电容、电阻支路的方法进行计算。我国有关部门曾采用这种方法进行变压器内部故障的分析，取得了良好的效果。其难点在于如何根据实际的变压器的结构计算出相应的参数。

2.4 非线性元件数学模型

最常见的非线性元件包括非线性电阻和非线性电感。最有代表性的非线性电阻是金属氧化物避雷器（MOA）或金属氧化物限压器（MOV）。非线性电感主要用于表示变压器和电抗器的励磁特性。

2.4.1 非线性电阻模型

非线性电阻常用两种方法表示：①用折线（或分段线性的方法）表示，如图 8.4-4 所示；②用指数函数表示的非线性电阻，如图 8.4-5 所示，多用于模拟金属氧化物避雷器(MOA)，可表示为

$$i_\mathrm{km}(t)=p\left(\frac{u_\mathrm{km}(t)}{u_\mathrm{ref}}\right)^q \tag{8.4-26}$$

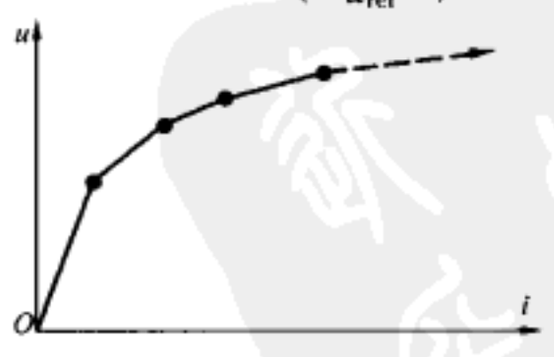


图 8.4-4 用分段线性表示的非线性电阻特性

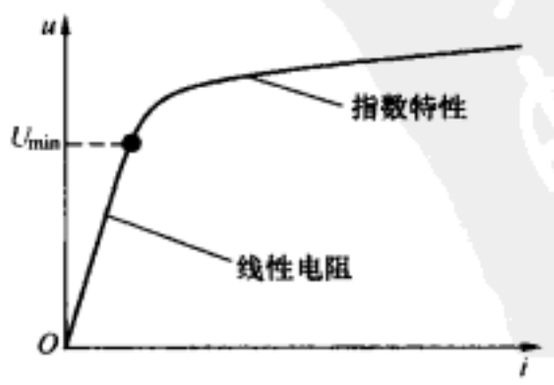


图 8.4-5 用指数函数表示的非线性电阻特性

式中，常数 p 和 q 表示非线性电阻的特性。u_{ref} 一般取设备（如 MOA）额定电压的 2 倍或接近于 2 倍的值，它有利于方程规格化，并防止数字溢出。氧化锌避雷器非线性十分强烈，当电压低于 u_{ref} 时，其电流很小。为了避免由指数引起的下溢并加速求解，在低电压段使用线性化表示。这种处理不会影响其结果（没有仪表能测出这种差别）。

非线性电阻一般有两种求解方法：

（1）准非线性电阻的求解方法。该方法只适用于用分段线性表示的非线性电阻。它根据前一时步（前一个 Δt）的电流，来决定非线性电阻下一步运行在哪一分段。只有在某一时间步长中运行点已到该分段的电流范围以外时，程序才在下一个时间步改变其运行的线段。这种方法的优点是不用迭代，计算速度快，使用方便。缺点是各段之间的切换与元件电流的变化之间有一个 Δt 的时延，因此不是一个真正的非线性元件模型，只能称为“准非线性”。为了减少误差，采用这种模型时，步长应该小到使运行点在非线性段上移动慢且平滑。

（2）用补偿法进行非线性电阻的求解。对于“真正”的非线性电阻，需要通过迭代方法求解。在电力系统中大部分元件是线性的，一般只在个别节点上有非线性元件。为了避免因个别元件而造成全网进行迭代，可以将线性部分与非线性部分分开处理，使求解非线性电路的迭代限制在规模较小的等值网络中，以缩短整个网络的计算时间。补偿法就是建立在这个思路上的一种计算方法。关于补偿法的求解过程，将在第 3 节中介绍。

2.4.2　非线性电感模型

非线性电感一般使用分段的 ψ—i 曲线表示，如图 8.4-6 所示，其非线性特性可以表示为 $i_{km}=f(\psi)$。

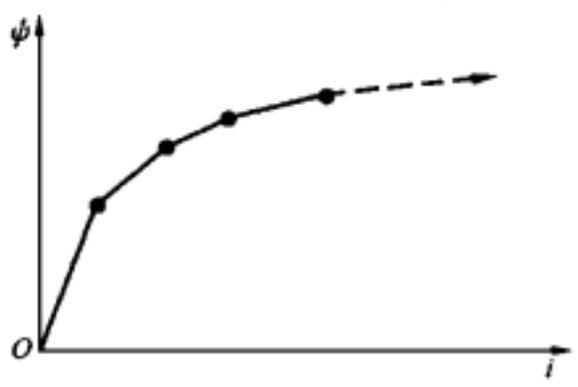


图 8.4-6　用分段线性表示的非线性电感特性

对于接在节点 k、m 两端的单个非线性电感，其微分方程为

$$u_{km}(t)=\frac{\mathrm{d}\psi(t)}{\mathrm{d}t} \tag{8.4-27}$$

使用梯形积分后，可得

$$\psi(t)=\frac{\Delta t}{2}u_{km}(t)+h_{\psi}(t) \tag{8.4-28}$$

其中，历史项 $h_{\psi}(t)$ 为

$$h_{\psi}(t)=\frac{\Delta t}{2}u_{km}(t-\Delta t)+\psi(t-\Delta t) \tag{8.4-29}$$

准非线性法的求解过程与准非线电阻相似，也可用补偿法进行求解。

2.5　开关元件模型

电磁暂态仿真中含有多种开关模型，主要有：①时控及压控开关；②随机操作的开关；③复杂的断路器模型；④电力电子开关模型等。

2.5.1　时控及压控开关

这两种开关都是属于理想开关模型，它大多假定闭合时开关触头间电阻为零；断开时触头间的电阻无穷大，即流经开关的电流为零。

时控开关是按给定的时间进行分、合操作。在 $t\geqslant T_{close}$ 后合上；在 $t\geqslant T_{open}$ 后准备分闸，当开关电流过零或小于某一给定值后才真正断开。

压控开关最初是断开的，在 $t\geqslant T_{close}$ 后准备合上。当开关两端电压的绝对值≥闪络电压时完成合闸。等时延 T_{DELAY} 之后，又准备断开，断开条件和时控开关相同，当开关电流过零或小于某一给定值后才真正断开。

2.5.2　随机操作开关

进行操作过电压概率分布计算时，需要对三相开关的闭合和开断时间在一定范围内按随机方法选取，以反映开关合闸相位随机变化的特点。通常采用两种计算模型：在给定时间间隔内，依序多次自动进行“系统性”操作和“随机”操作两种。

第一种方法是把给定时间间隔划分为许多小区间，按顺序系统地选取操作时间，对多相开关则需要对多相可能的操作时间进行系统地排列组合，所以在有的程序中把其称为系统抽样方法。

在统计操作过电压时，用得最普遍的是第二种“随机”选择操作时间的方法。每个统计开关的操作时间是随机变化的，或按高斯分布（正态分布），或按均匀分布等。

2.5.3　复杂的断路器模型

在一般电磁暂态仿真中，均把电力系统中的断路器模拟成理想开关，即认为在燃弧过程弧道电阻为零，在过零熄弧后电阻立即从零变为无穷大。实际上，断路器的灭弧过程是一个很复杂的过程，交流电流过零前弧隙有一定的非线性电阻；交流电流过零时，弧隙不可能由导电状态立刻转变为绝缘介质，也就是电弧过零时，弧隙仍有一个较大的非线性电阻。断路器的型式不同，弧隙电阻值差别很大。而过零前后的弧隙电阻对断路器的性能影响很大。目前研究电弧遮断问题的学者多采用 Mayr 方程

$$\frac{\mathrm{d}g}{\mathrm{d}t}=\frac{1}{\tau(g)}\left[\frac{i^2}{p(g)}-g\right] \tag{8.4-30}$$

式中：g、i 为电弧电导与电弧电流；$\tau(g)$ 为与电导有关的时间常数；$p(g)$ 为与电导有关的热耗。

$\tau(g)$ 与 $p(g)$ 取决于特定断路器的特性。对于切断小电感电流之类高频复燃问题，不能使用式（8.4-30）的电弧方程，而应使用考虑电击穿为主的 Toepler 公式

$$g=\frac{1}{ks}\int_0^t i(v)\mathrm{d}v \tag{8.4-31}$$

式中：g、i 为电弧电导与电弧电流；k 为常数；s 为间隙距离。

电磁暂态仿真软件 EMTP 中加入了 Urbanek 、Kopplin 等基于 Mayr 公式的考虑断路器内部过程的断路器模型。但是，由于参数获取上有一定困难，较难使用。总的说来，这一类问题还有待于进一步研究。

2.5.4　电力电子开关模型

电力电子开关器件是目前发展得非常快的器件，广泛用于各种电力电子装置、高压直流输电（HVDC）和灵活交统输电（FACTS）技术中。在电力系统电磁暂态仿真中，使用的电力电子器件模型主要有：

二极管（Diode，V）

普通晶闸管（Thyristor，V）

可关断晶闸管（Gate Turn-Off Thyristor，GTO）

P 沟道 MOS 控制晶闸管（P-MOS Controlled Thyristor，PMCT）

N 沟道 MOS 控制晶闸管（N-MOS Controlled Thyristor，NMCT）

静电感应晶闸管（Static Induction Thyristor，SITH）

集成门极换向关断晶闸管（Integrated Gate Commutated Turn-Off Thyristor，IGCT）

大功率开关晶体管（Giant Transistor，GTR）

功率场效应晶体管（Power Metal Oxide Semiconductor Type Field Effect Transistor，PMOS）

绝缘门极双极晶体管（Insulated Gate Bipolar Transistor，IGBT）

静电感应晶体管（Static Induction Transistor，SIT）

MOS 关断晶闸管（MOS Turn-Off Thyristor，MTO）

发射极关断晶闸管（Emitter Turn-Off Thyristor，ETO）

目前，在大部分电力系统分析这一层次上使用的电力电子器件的关断和闭合本身仍按上述的理想开关的方法，这种假定对于电力电子装置的一般系统分析如控制特性、工作能力、谐波分析等是可以接受的。然而，对于需要考虑电力电子器件关断和导通的动态性能的载流子扩散行为和某些高 di/dt 和 du/dt 的过程，这种方法就太简单，须用 SABER、SPICE 等软件。SABER 采用代数方程组描述大功率半导体器件关断和导通的动态特性；SPICE 采用等效电路描述大功率半导体器件。后者的局限性要略大一些。但是，这些软件中电力电子器件的模型难以用于大中型电力系统的电磁暂态分析中。如何在电力系统电磁暂态仿真中考虑电力电子器件的内部特性，还有待于进一步研究。虽然在现有的电磁暂态仿真中，也可以通过串联和并联一些元件以近似模拟它们导通和关断时的动态特性，但其本质上仍属于理想开关型的模型。本章介绍的电力电子开关器件仍基于理想开关模型，着重讨论其开断和闭合的控制特性。

上面所列的各电力电子器件，除二极管外，均属于可控器件。其中，普通晶闸管属于半控型电力电子器件，其门极只能控制导通而不能控制关断，必须在晶闸管电流过零后才能关断。既能控制导通又能控制关断的电力电子器件称为全控型电力电子器件。这类器件已在 FACTS 中得到广泛应用，如静止同步补偿器（STATCOM）、串联同步电压补偿器（SSSC）及统一潮流控制器（UPFC）中均采用全控型的电力电子器件。另外，一些新型的高压直流输电装置（如 HVDC Light）中，也是采用全控型的电力电子器件。

全控型电力电子器件的门极或栅极由控制系统控制。各器件根据门极或栅极接收到的控制信号，并依照自身的特点，来决定其关断和闭合。此外，当正向电流小于其维持电流时，器件也自动关断。

2.6 电源模型

为了满足各种电力系统电磁暂态仿真的需要，一般电磁暂态仿真软件都含有大量的电源模型，归纳起来有：常规的电压源和电流源、同步发电机及其轴系模型、电动机模型。

2.6.1 常规的电压源和电流源模型

电磁暂态仿真中的常规电压源和电流源可分为两类：①由用户逐点定义的常规电压/电流源；②用解析函数表示的常规电压/电流源，最常见的有：阶跃函数（直流电源）、斜角波函数、三角波电源、正弦函数、冲击函数 $f(t)=A(E^{\alpha t}-E^{\beta t})$（用于模拟雷电波），以及用上述函数组合起来的其他电源。

2.6.2 三相同步发电机及其轴系模型

2.6.2.1 同步发电机电气部分模型

同步发电机的电气部分多采用目前国际上广泛使用的七个耦合绕组的电机模型：它们是三个定子绕组：分别标以 1、2、3 代表三相；在转子直轴（d 轴）上有两个绕组，它们为励磁绕组 f 和模拟直轴阻尼条作用的阻尼绕组 D；在转子交轴（q 轴）上有两个绕组，它们分别为模拟低频磁链在交轴深处产生涡流作用的假想绕组 g 和交轴上层起阻尼作用的假想绕组 Q。这七个绕组可以表示电机中暂态和次暂态过程的影响。七个绕组的发电机电气模型可用电压和磁链方程表达为

$$[\boldsymbol{u}]=-[\boldsymbol{R}][\boldsymbol{i}]-\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}[\boldsymbol{\psi}] \tag{8.4-32}$$

$$[\boldsymbol{\psi}]=[\boldsymbol{L}][\boldsymbol{i}] \tag{8.4-33}$$

式中：$[\boldsymbol{i}]=[i_1,\ i_2,\ i_3,\ i_\mathrm{f},\ i_\mathrm{D},\ i_\mathrm{g},\ i_\mathrm{Q}]^\mathrm{T}$ 为各绕组电流相量；$[\boldsymbol{\psi}]$和$[\boldsymbol{u}]$分别为各绕组的磁链和电压相量，其定义与$[\boldsymbol{i}]$相似；$[\boldsymbol{R}]$为电阻相量，分别为由各绕组电阻 R_1、R_2、R_3、R_f、R_D、R_g、R_Q 组成的对角阵；$[\boldsymbol{L}]=\begin{bmatrix} L_{11} & L_{12} & \cdots & L_{1\mathrm{Q}} \\ L_{21} & L_{22} & \cdots & L_{2\mathrm{Q}} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ L_{\mathrm{Q}1} & L_{\mathrm{Q}2} & \cdots & L_{\mathrm{QQ}} \end{bmatrix}$，各元素为绕组/绕组间的自感和互感。

直接在相空间求解方程式（8.4-32）是可能的，但相当复杂。这是因为，$[\boldsymbol{\psi}]$和$[\boldsymbol{L}]$中的一部分元素随着转子电角度 β 的变化而变化。如果忽略磁场分布的空间谐波，则可通过派克（Park）变换将定子 a、b、c（1、2、3）三相的量投射到转子直轴（d 轴）、交轴（q 轴）和零序（0）上，即

$$\left.\begin{aligned} [\boldsymbol{\psi}_{\mathrm{dq}}]&=[\boldsymbol{T}]^{-1}[\boldsymbol{\psi}] \\ [\boldsymbol{v}_{\mathrm{dq}}]&=[\boldsymbol{T}]^{-1}[\boldsymbol{v}] \\ [\boldsymbol{i}_{\mathrm{dq}}]&=[\boldsymbol{T}]^{-1}[\boldsymbol{i}] \end{aligned}\right\} \tag{8.4-34}$$

$[\boldsymbol{T}]^{-1}$ 采用正交化的变换矩阵

$$[\boldsymbol{T}]^{-1}=\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}\begin{bmatrix} \cos\beta & \cos(\beta-120^\circ) & \cos(\beta+120^\circ) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \sin\beta & \sin(\beta-120^\circ) & \sin(\beta+120^\circ) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \dfrac{1}{\sqrt{2}} & \dfrac{1}{\sqrt{2}} & \dfrac{1}{\sqrt{2}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \tag{8.4-35}$$

$[\boldsymbol{i}_{\mathrm{dq0}}]=[i_\mathrm{d},\ i_\mathrm{q},\ i_0,\ i_\mathrm{f},\ i_\mathrm{D},\ i_\mathrm{g},\ i_\mathrm{Q}]^\mathrm{T}$ 为变换后各电流相量；$[\boldsymbol{\psi}_{\mathrm{dq0}}]$和$[\boldsymbol{u}_{\mathrm{dq0}}]$分别为变换后磁链和电压相量，其定义与$[i]$相似；$\beta$ 为转子电角度。把式（8.4-32）按式（8.4-34）和式（8.4-35）的关系转到 d、q、0 坐标有

$$[\boldsymbol{u}_{\mathrm{dq0}}]=-[\boldsymbol{R}_{\mathrm{dq0}}][\boldsymbol{i}_{\mathrm{dq0}}]-\frac{\mathrm{d}[\boldsymbol{\psi}_{\mathrm{dq0}}]}{\mathrm{d}t}+\begin{bmatrix} -\omega\psi_\mathrm{q} \\ \omega\psi_\mathrm{d} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{8.4-36}$$

式中：ω 为转子电角速度。$-\omega\psi_\mathrm{q}$、$\omega\psi_\mathrm{d}$ 称之为旋转电动势，它们是由旋转的磁极在电枢上感应的电动势。

变换前后的关系如图 8.4-7 所示。

通过这种方法达到解耦的目的，以便单独求解 d 轴、q 轴及 0 序方程组和方程。类似的方法也可以用于电动机的仿真中。

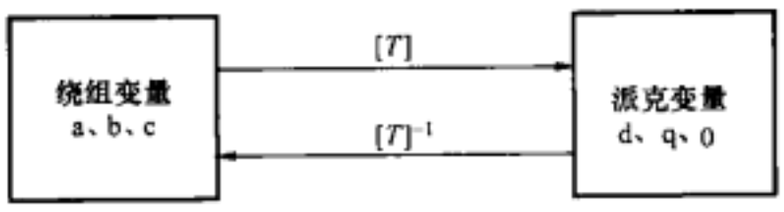


图 8.4-7　派克变换示意图

2.6.2.2　同步发电机机械部分的基本模型

同步发电机组的机械部分通常由多质量块轴系构成，水轮发电机组的质量块数较少，而汽轮发电机组的轴系通常包括由汽轮机高、中、低压缸、发电机、励磁机（若有的话）等质量块组成，通常用 5～20 个质量块模拟较为合理，图 8.4-8 为汽轮发电机组轴系示意图。一般软件均允许增减其质量块数。

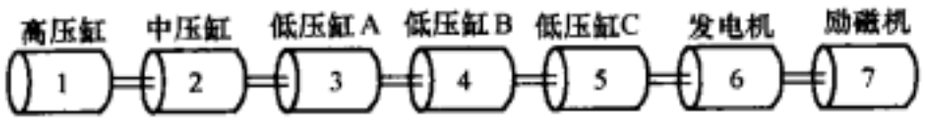


图 8.4-8　汽轮发电机组轴系示意图

在数学上，发电机的机械部分模型如图 8.4-9 所示。其中，各个质量块看成一个刚体，用转动惯量表示；各质量块之间通过无质量的弹性物质相连；阻尼系数中包括两个阻尼效应：一个是质量块自身的自阻尼系数，另一个是两个质量块之间的互阻尼系数。

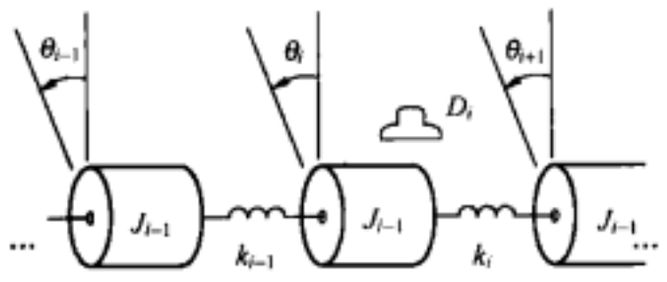


图 8.4-9　汽轮发电机组轴系数学模型示意图

根据牛顿第二定律，多质量块的轴系模型有

$$[\boldsymbol{J}]\frac{\mathrm{d}^2}{\mathrm{d}}[\boldsymbol{\theta}]+[\boldsymbol{D}]\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}[\boldsymbol{\theta}]+[\boldsymbol{K}][\boldsymbol{\theta}]=[\boldsymbol{T}_{\mathrm{in}}]-[\boldsymbol{T}_{\mathrm{g}}] \tag{8.4-37}$$

式中：$[\boldsymbol{J}]$ 为转动惯量矩阵（对角阵）；$[\boldsymbol{\theta}]$ 为机械部分角度相量；$[\boldsymbol{D}]$ 为阻尼系数矩阵；$[\boldsymbol{K}]$ 为弹性系数矩阵；$[\boldsymbol{T}_{\mathrm{in}}]$ 为汽轮机的输入转矩相量；$[\boldsymbol{T}_{\mathrm{g}}]$ 为发电机及励磁机的电磁转矩相量。发电机的电磁转矩为

$$T_{\mathrm{gen}}=N_{\mathrm{p}}(\psi_{\mathrm{d}}i_{\mathrm{q}}-\psi_{\mathrm{q}}i_{\mathrm{d}}) \tag{8.4-38}$$

励磁机的电磁转矩为

$$T_{\mathrm{exc}}=\frac{-v_{\mathrm{f}}i_{\mathrm{f}}+i_{\mathrm{f}}^2R_{\mathrm{exc}}}{\omega_{\mathrm{mech}}} \tag{8.4-39}$$

上两式中：N_{p} 为发电机的极对数；$i_{\mathrm{f}}^2R_{\mathrm{exc}}$ 为励磁机损耗；ω_{mech} 为机械角速度。式中的负号来自于式（8.4-32）中电源的表达式。

电磁转矩是电气方程和机械方程之间唯一的联系。它们之间需要通过迭代求解：一般先预计一个角速度 ω，然后求解式（8.4-36）等方程，并按式（8.4-38）和式（8.4-39）求出电磁转矩，并代入求解机械方程（8.4-37），并由

$$\omega_{\mathrm{mech}}=\frac{\mathrm{d}\theta_{\mathrm{mech}}}{\mathrm{d}t} \tag{8.4-40}$$

$$\omega=N_{\mathrm{p}}\omega_{\mathrm{mech}} \tag{8.4-41}$$

求出新的角速度 ω。如果其值和原来预计的角速度 ω 相差小于一定范围，则认为迭代收敛；否则，重复上述过程，直至收敛为止。

2.6.2.3　同步发电机模型与电网的接口及求解方法

上述的电机电气部分的微分方程，都可以用本章 2.1 节所述的梯形积分进行离散化，将微分方程变成若干等值电阻（电导）以及与之并联的表示历史项的等值电源求解。至于具体的求解方法，在很大程度上取决于电机模型与主电网之间的接口方法，简称为机网之间的接口方法。目前大体上可以分为“机向网靠拢”和“网向机靠拢”两种。

（1）“机向网靠拢”的求解。这种方法的基本思路，是将发电机电气部分的模型按一定的方法简化成一个 3×3 的电导阵和三相等值电流源，然后加入到主网络中一起求解，求出电机端部的三相电压和电流。由于这种方法是将电机模型简化后加入主网络求解，因此简称为“机向网靠拢”。大致步骤如下：

1）先根据前面结果，预报电气和机械角速度，并计算出发电机转子角度。

2）将发电机三相电压、电流转到 d、q、0 坐标，分别求解式（8.4-37），然后通过迭代求解机械方程并求出新的电气和机械角速度。

3）预报下一个时步的 d、q、0 轴电压与电流，并将 d、q、0 的方程简化成一个等效电阻和与之串联的等效电压源（包括旋转电动势及代表历史项的等效电压源）。

4）将 d、q、0 轴的等效电阻和等效电动势转到相空间，形成更新的发电机等效电动势和电阻。然后再与整个网络一起求解，得出发电机端的电压、电流。再转到 d、q、0 坐标，与第 3）步预报值进行比较，误差超过允许值时，重复 3）、4）两步，直到满足要求为止。

5）更新 d、q、0 空间各历史项以便进行下一步计算。

这种方法的优点是：灵活性好，适合于一个孤立子网络中含有多台发电机组的情况。缺点是：精度不如“网向机靠拢”的高。

（2）“网向机靠拢”的求解。这种方法的求解思路，与用补偿法求解多相非线性元件的思路相似：

1）先将发电机与主网分开，求解主网络开路解并求出其三相戴维南等效电路。

2）根据前面结果，预报电气和机械角速度，并计算出发电机转子角度。

3）将三相戴维南等效电路用式（8.4-36）的前三行和前三列转化到 d、q、0 空间，并与发电机电气方程式（8.4-37）联合求解，求出发电机 d、q、0 空间各量和电磁转矩。

4）求解机械部分方程式（8.4-37）求出发电机转速。如果与预报的相差太大，则返回第 3）步，否则进行下一步。

5）更新 d、q、0 空间各历史项，以便进行下一步计算。

6）将发电机的 d、q、0 空间电流转回相空间，将其作为单独注入电流加到主网络，计算出该电机单独作用下的主网络各节点电压。最后，将其与主网络的开路电压解迭加，从而得出整个解。

关于多相补偿法的基本原理，将在第 3 节中介绍。“网向机靠拢”的优点是精度高，将迭代局限在电机方程内。如果角速度检验误差足够小，其接口误差是非常小的。这种方法的缺点是电机所在的“孤立”网络内不许有其他“真”非线性元件和电机。否则，就要用分布参数线路与其隔开，成为一个孤立的子网络。不然的话，就无法使用迭加原理。这在一些情况影响模型的通用性。

2.7　控制系统模型

控制系统是电力系统电磁暂态仿真中不可缺少的一部分。电机励磁及调速系统、继电保护系统、电力电子及灵活交流输电装置（FACTS）等的电磁暂态仿真都需要控制系统。电磁暂态仿真中的控制系统几乎都是自定义式的，即由

软件提供各种控制元件的基本模型，供用户调用并完成各种装置的控制系统。一般控制系统由下列模块组成：各种信号源及传感器；用传递函数表示的控制环节；限幅器；各种运算功能；集成的测量、采样及控制装置模型等。

2.7.1 信号源及传感器

控制系统的传感器和信号源主要具备下列功能：

（1）实时传送电力系统网络的计算结果至控制系统。电力系统网络的计算结果包括：有关节点的电压；支路及开关的电流；开关的状态（断开或闭合）以及发电机的角度、轴系各质量块的角速度、转矩、转子励磁电流等。这些量都应能实时地传送到控制系统，形成控制的输入源。

（2）控制系统常用的信号源。一般包括：阶跃函数信号、正弦波信号、脉冲信号（包括矩形脉冲、冲激脉冲）、多重斜角波以及与数字仿真相关的步长、模拟时间等。

2.7.2 用传递函数表示的控制环节

用传递函数块表示的拉氏变换域的输入 $U(s)$ 和输出 $X(s)$ 之间的关系为

$$X(s) = G(s)U(s) \tag{8.4-42}$$

其中，函数 $G(s)$ 为 n 阶有理函数

$$G(s) = k\frac{N_0 + N_1 s + \cdots + N_m s^m}{D_0 + D_1 s + \cdots + D_n s^n}(n \geqslant m) \tag{8.4-43}$$

用微分算子 $\frac{d}{dt}$ 代替算子 s，便可将上式转换成 n 阶线性微分方程式

$$D_0 x + D_1 \frac{dx}{dt} + \cdots + D_n \frac{d^n x}{dt^n} = k\left(N_0 u + N_1 \frac{du}{dt} + \cdots + N_m \frac{d^m u}{dt^m}\right) \tag{8.4-44}$$

经推导，可以得到一个单一的输入和输出表达式

$$ax(t) = kbu(t) + h(t - \Delta t) \tag{8.4-45}$$

其中，a、b 为系数，$h(t-\Delta t)$ 为表示过去情况的历史项，在 t 时刻是已知的。

利用该式进行控制系统暂态解时，在完成每一时步解后要更新 n 个历史项，才能得到最后的历史项 $h(t)$，以便下一步使用。可采用递归公式

$$\begin{aligned}
h_1(t) &= kb_1 u(t) - a_1 x(t) - h_1(t - \Delta t) + h_2(t - \Delta t)\\
&\vdots\\
h_i(t) &= kb_i u(t) - a_i x(t) - h_i(t - \Delta t) + h_{i+1}(t - \Delta t)\\
&\vdots\\
h_n(t) &= kb_n u(t) - a_n x(t)
\end{aligned} \tag{8.4-46}$$

式中，系数 a_i 与 b_i 可以用下列递归公式求出

$$a_i = a_{i-1} + (-2)^i \sum_{j=i}^{n} C_i^j \left(\frac{2}{\Delta t}\right)^j D_j \tag{8.4-47}$$

$$a_0 = \sum_{j=0}^{n} \left(\frac{2}{\Delta t}\right)^j D_j \tag{8.4-48}$$

b_i 的公式与 a_i 相似，只是用 N 代替 D，且上限从 n 改为 m。

2.7.3 限幅器

限幅器用来限制控制系统中的传递函数块，可分为两类：静态限幅器和动态限幅器。对于式（8.4-43）的传递函数，如限幅器加到 $n=0$（又称 Z—块或零价方块）的传递函数上可定义为静态限幅器，而如限幅器加到 $n \geqslant 1$（又称 S—块）的传递函数上可以定义为动态限幅器，如图 8.4-10 所示。

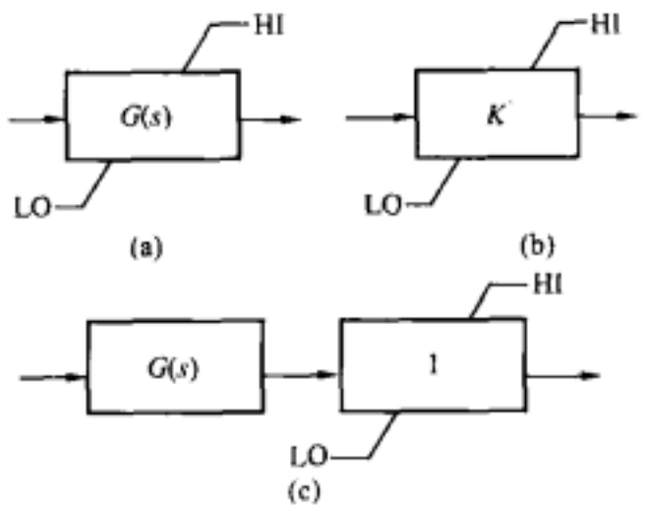


图 8.4-10 限幅器的几种类型

（a）动态限幅器；（b）静态限幅器；

（c）加在传递函数上的静态限幅器

对于静态限幅器，在计算零阶方块的输出值时，只有当输出值超过上、下限幅值时，才将输出值调整到对应的限制或饱和值。对于动态限幅器，S 块元件运行在限幅值以内或以外时，相应输出值的计算方法不同。当运行于限幅值以外时，则自动地将输出的导数设定为零。两种限幅器输入和输出的差别如图 8.4-11 所示。



图 8.4-11 静态和动态限幅器的比较

在使用动态限幅器的 S 块时，其阶数不宜大于 1，在阶数不小于 2 之后，不同学者的处理方法各不相同，其结果也不同，目前没有统一的方法。

2.7.4 各种运算功能

运算功能也是控制系统不可缺少的一部分，许多电磁暂态仿真软件都允许用户用 FORTEAN 或 C 语言及其他语言自定义控制系统的运算功能。也有的软件专门设计了特定的接口，让用户加入自己编写的子程序以完成特定的功能。一般控制系统具有以下的运算功能

（1）代数运算功能：+、−、*、/、**

（2）逻辑运算功能：".OR."、".AND."、".NOT."

（3）关系运算功能：".EQ."、".NE."、".LT."、".LE."、".GE."、".GT."

（4）常用的函数：SIN、COS、TAN、COTAN、SINH、COSH、TANH、ASIN、ACOS、ATAN、EXP、LOG、LOG10、SQRT（平方根）、ABS（绝对值）等

（5）特殊函数：TRUNC（取整数部分）、MINUS（变符号）、INVRS（倒数）、RAD（从角度转换成弧度）、DEG（从弧度转换成角度）、SIGN（小于零时取为−1、大于或等于零时取为+1）、NOT（大于零时取零、不大于零时取为+1）、RAN（获得随机数）等

2.7.5 集成的测量、采样及控制装置模型

一些软件还为控制系统设计了集成的测量、采样及控制装置模型，如：累加器和计数器、可控积分器、微分器、模数转换器、频率计、继电器、传输延时器、脉冲延时器、时序开关、信号选择器、采样及跟踪器、最小/最大值跟踪器、有效值测量器、平均值测量器、基波相量测量单元（PMU）等。

利用上述功能，可以构成相当强的控制系统。

3　电力系统电磁暂态仿真的计算方法

本节主要介绍一些共同性的计算方法问题，包括：网络的求解与初值问题、开关操作的计算方法、数值积分方法分析、多相系统的补偿法等。

3.1　网络的求解与初值问题

在第 2 节所述的各种用微分方程描述的元件，均可以用一个或多个电导（或电阻）及其表征过去已知历史项的等值电压源和电流源组成的代数表达式。表示其中的已知电压源，也可以通过诺顿定理转化为电流源。这样，全部网络元件可以组成一个代数矩阵方程

$$[\boldsymbol{G}(t)][\boldsymbol{u}(t)]=[\boldsymbol{i}_s(t)]+[\boldsymbol{h}(t)] \qquad (8.4\text{-}49)$$

式中：$[\boldsymbol{G}(t)]$为等值节点电导阵；$[\boldsymbol{i}_s(t)]$为外部电流源向量；$[\boldsymbol{h}(t)]$为由支路电压和电流组成的已知的历史项向量；$[\boldsymbol{u}(t)]$为节点电压向量。

一般情况下，$[\boldsymbol{G}(t)]$是一个对称矩阵。如果某节点连在电压源上或接地，其电压值便已知。这样，上式可以分成两块，电压未知节点块 A 和电压已知节点块 B。在节点编号时，把已知电压节点编在后面，可得电压未知部分 A 的解为

$$[\boldsymbol{G}_{AA}(t)][\boldsymbol{u}_A(t)]=[\boldsymbol{i}_{sA}(t)]+[\boldsymbol{h}_A(t)]-[\boldsymbol{G}_{AB}(t)][\boldsymbol{u}_B(t)] \qquad (8.4\text{-}50)$$

电磁暂态的计算过程可以概括为：先建立方程组(8.4-50)；利用顺序消元及稀疏技术对$[\boldsymbol{G}_{AA}(t)]$做三角分解；这样在每一时步中可根据已知的历史项、外加电流源、电压源得式(8.4-50)的右端项；利用三角分解电导矩阵$[\boldsymbol{G}_{AA}(t)]$得到各个节点的电压解。利用矩阵的对称性，同一三角分解矩阵不仅用在前代的运算过程中，也用在回代运算中。若运算中电导阵$[\boldsymbol{G}(t)]$有变化，则每一步计算后只需更新各个元件的历史项，以备下一步计算用。显然$[\boldsymbol{G}(t)]$取决于 t 时刻的网络拓扑结构，当开关及电力电子器件导通和关断时，或准非线性元件改变其工作范围时，$[\boldsymbol{G}(t)]$也应相应变化；对于每一个网络，$h(t)$是由过去时刻(如 $t-\Delta t$ 等)该元件支路电压/电流值决定的，但作为一个向量$[\boldsymbol{h}(t)]$，它也是随着 t 时刻拓扑结构的变化而变化。至于$[\boldsymbol{i}_s(t)]$和$[\boldsymbol{v}(t)]$也一样，作为向量它也要随网络拓扑结构的变化而变化。因此在$[\boldsymbol{G}(t)]$变化时，要重新形成方程组(8.4-50)，并重新进行三角分解。

在 $t=0$ 开始求解方程组（8.4-49）时，要根据初值形成历史项 $[\boldsymbol{h}(t)]$，因此需要确定初值。起初许多软件都是从零初值开始计算，算到一定步骤后才开始模拟暂态过程或将其结果保存下来作为以后计算的初始条件。这对于简单的交流网络是可行的，至今仍有些商业用软件也这么做。其优点是程序简单、易于编程；缺点是计算所花费的时间较长，对较复杂的多机系统，这样做往往要经过多次零初值计算，才能确定其正确的稳态初始条件如初始电压、潮流等，使用起来很不方便。为此，有的软件如 EMTP 等增加了多相交流稳态解的子程序，为暂态解提供非零的初始条件。

初值计算用的多相交流稳态解和一般稳态潮流计算的区别在于：前者是在相空间（包括三相不对称交流稳态网络）求解，潮流只求解正序网络；另一个差别是电磁暂态要求计算出所有储能元件的稳态工况，既包括各节点和支路的电压电流，也包括发电机的励磁电流、变压器三角绕组电流、轴系的初始扭矩和控制系统部分初值等；而潮流程序主要求解各母线的电压。由此可见，多相交流稳态解也是一个非常复杂的软件。

在加入电力电子和 FACTS 装置后，若稳态条件下元件中含有大量谐波，目前还无法计算其稳态解。通常假定电力电子器件初始处于停运状态，先建立起其余部分合理的交流稳态条件，后启动电力电子装置。对于复杂交流网中的电力电子装置如 HVDC、FACTS 仿真，多相交流稳态解仍提供了不少便利条件。

3.2　开关操作的计算方法

3.2.1　开关分合的处理

随着电力电子装置的发展，电磁暂态仿真中开关器件越来越多，如何在计算中模拟开关分合这两种状态对计算速度、计算的准确性有很大的影响，目前国际上通常有两种方法：①插入电阻法：这种方法始终保持开关与电力电子器件两端节点的编号不变，当导通时插入一个小电阻如 $10^{-7}\,\Omega$，分断时插入一个大电阻如 $10^{7}\,\Omega$。这种方法的优点是编程方便，便于计算闭合后通过器件的电流，还可以通过改变接入电阻的大小模拟闭合时的管压降或开断时漏电阻。但这种方法在多个开关器件串联时可能出现奇异矩阵，对大型网络的求解不利；②变更行列法：若某电力电子器件接在 k、m 两节点之间如图 8.4-12 所示。在变行列法中，当开关器件处于断开状态时 k 和 m 为两个独立的节点，如图 8.4-12（a）所示；当开关器件导通后，k 和 m 合并为一个节点，如图 8.4-12（b）所示。在求解方程组式（8.4-49）时，就要做相应的修改：将电导阵$[\boldsymbol{G}(t)]$中 k 行和 m 行以及 k 列和 m 列的元素合并(一般将编号大的节点并到编号小的节点)，并对向量$[\boldsymbol{h}(t)]$和$[\boldsymbol{i}(t)]$做相应修改后再形成并求解方程组(8.4-50)。该过程要求对$[\boldsymbol{G}_{AA}(t)]$重新进行三角分解。实践证明即使在大型电力电子网络中，该方法能较好地模拟开关器件。必要时，可以在图 8.4-12 两节点 k、m 间串入或并上线性或非线性元件以近似模拟某些电力电子器件的闭合和分断过程。但使用时要谨慎，应限制在少量开关器件中。

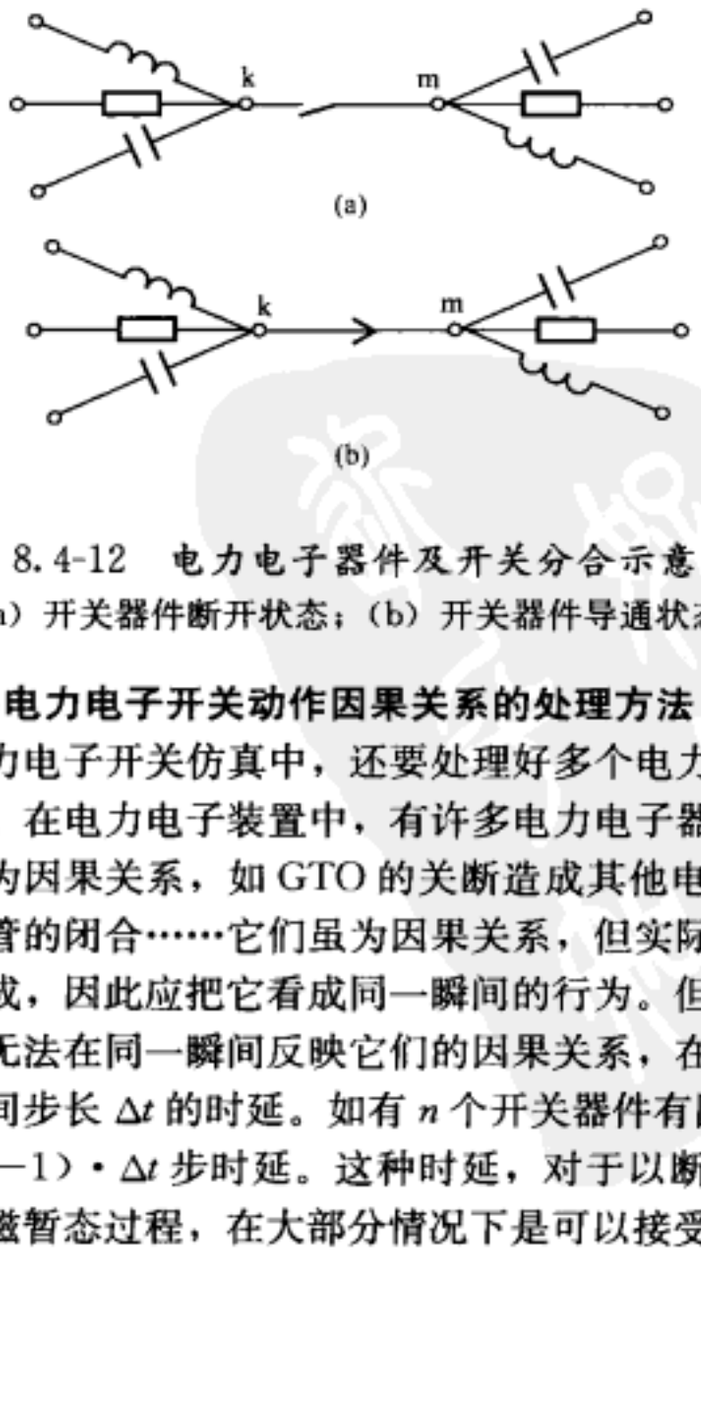


图 8.4-12　电力电子器件及开关分合示意图
（a）开关器件断开状态；（b）开关器件导通状态

3.2.2　多电力电子开关动作因果关系的处理方法

在电力电子开关仿真中，还要处理好多个电力电子开关联动问题。在电力电子装置中，有许多电力电子器件的关断和闭合互为因果关系，如 GTO 的关断造成其他电力电子器件如二极管的闭合……它们虽为因果关系，但实际上是在同一瞬间完成，因此应把它看成同一瞬间的行为。但是，目前一些软件无法在同一瞬间反映它们的因果关系，在两者之间有一个时间步长 Δt 的时延。如有 n 个开关器件有因果关系，则需要（$n-1$）· Δt 步时延。这种时延，对于以断路器操作为主的电磁暂态过程，在大部分情况下是可以接受的；而在

电力电子装置中，则可能会导致与实际情况和理论分析完全不同的结果。为此，可采用同步响应法（Simultaneous Response Procedure，SRP）解决这个问题，其主要步骤如下：

（1）在 $t=t_1$ 时刻，先按式（8.4-49）求解瞬态网络方程组。由此，可以求出 t_1 时刻各个元件的电压、电流等物理量。

（2）根据 t_1 时刻各支路的电压、电流等物理量及控制系统的要求，找出是否有开关和电力电子器件需要改变其状态（分或者合），如果没有则转向（6），否则进入下一步。

（3）改变相应的开关和电力电子器件的状态，并根据其状态修改相应节点等值电导阵$[\boldsymbol{G}(t_1)]$，历史项相量$[\boldsymbol{h}(t_1)]$和外部电流源向量$[\boldsymbol{i}(t_1)]$。

（4）保持 $t=t_1$ 不变，用新的$[\boldsymbol{G}(t_1)]$、$[\boldsymbol{h}(t_1)]$和$[\boldsymbol{i}(t_1)]$再次求解方程组（8-4-49），由此可以得出 $t=t_1$ 时刻的各个支路新的电压、电流等物理量。

（5）根据新的计算结果，判断是否还有其他的开关和电力电子器件需要改变其状态，如果有，转向（3），重复进行（3）～（5）的计算；如果没有，则进入下一步。

（6）根据要求输出 $t=t_1$ 时刻的计算结果，并按正常方式继续进行下一个时间步的计算。

SRP 法本身并不复杂，需要附加的计算工作量不很多。以一个可控串补（TCSC）算例为例，SRP 增加计算时间约占 7.5%。

3.3 数值积分方法分析

数值积分方法对电磁暂态仿真结果有重大的影响。数值积分方法很多，但要在大型复杂的电力系统电磁暂态仿真中得到广泛应用，必须具备两个条件：①具有良好的数值稳定性，必须是 A 稳定的；②要有较高的精确度。由 Dahlquist 提出的基本法则为：

（1）没有一种显式多步法是 A 稳定的。

（2）没有一种高于二阶的隐式线性多步法是 A 稳定的。

（3）最准确的二阶 A 稳定线性多步法是梯形积分。

如 2.1 中所述，为了求解电路的暂态过程，一般用梯形积分将表述电路特性的微分方程和偏微分方程转化成差分方程求解。应该说，这种选择是一个非常正确的决定。梯形积分具有相当高的准确性和数值稳定性（A—稳）。但是，从 20 世纪 70 年代开始，发现单纯使用梯形积分在模拟网络突变时会产生一些问题。

3.3.1 单纯使用梯形积分在仿真中出现的问题和解决方法

单纯使用梯形积分可能导致的第一个问题是数值振荡问题。在开关断开电感支路电流时，电感两端的电压会呈现围绕正确值的数值振荡。同样，当某一电压源通过开关向电容器突然充电时，电容器电流也会出现类似的数值振荡。此外，在非线性电感的工作状态发生变化（如从饱和至不饱和或者相反）时，也会出现数值振荡问题。

例如，当电力电子器件 GTO 在 t_0 时刻截断流经电感支路 L 的电流 $i_L(t_0)$时，若假定 $L=1$、$i_L(t_0)=1$ 根据式(8.4-2)的梯形积分，其电感两端的电压如图 8.4-13 所示，出现了不衰减的数值振荡。

从理论上讲，当 GTO 在 t_0 时刻截断流经电感支路 L 的电流 $i_L(t_0)[L=1、i_L(t_0)=1]$时，电感两端电压 $u_L(t)$应为一个负的冲激函数 $u_L(t)=-\delta(t-t_0)$，其波形如图 8.4-14 所示。其中，$\delta(t)$为冲激信号。冲激信号又称为 δ 函数、δ 信号，该定义由 Dirac 首先提出。

对于 $t=t_0$ 时刻的单位冲激信号 $\delta(t-t_0)$，可定义为

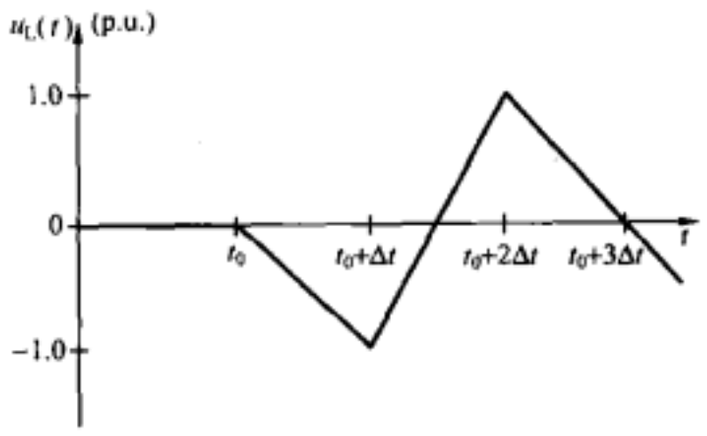


图 8.4-13 GTO 关断后梯形积分引起的电感两端电压数值振荡示意图

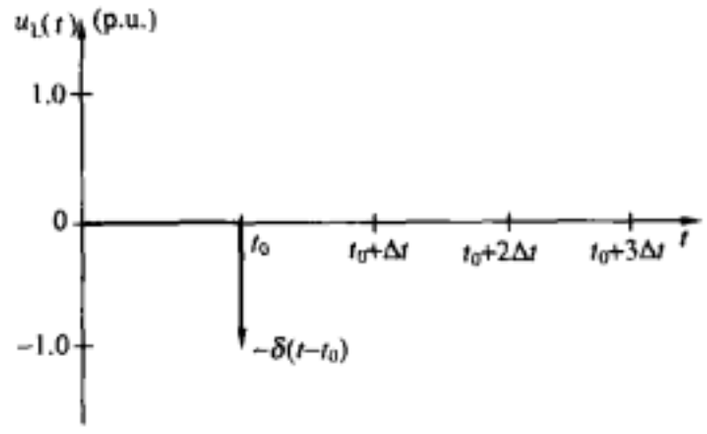


图 8.4-14 GTO 关断后电感两端电压理论解示意图

$$\left.\begin{aligned}&\int_{-\infty}^{\infty}\delta(t-t_0)\mathrm{d}t=1\\&\delta(t-t_0)=0(\text{当 } t\neq t_0)\\&\delta(t-t_0)\to\infty(\text{当 } t=t_0)\end{aligned}\right\}\tag{8.4-51}$$

$\delta(t-t_0)$等于时延为 t_0 的单位阶跃信号 $u(t-t_0)$的导数 $\delta(t-t_0)=\dfrac{\mathrm{d}u(t-t_0)}{\mathrm{d}t}$。可见，引入 $\delta(t)$或 $\delta(t-t_0)$的概念后，在函数或信号的跳跃处也存在导数，这样就可对不连续函数进行微分。当开关或电力电子器件关断电感电路或对电容器突然充电，均可能出现类似于冲激函数 δ 的情况。由此可见，δ 函数是从实际中抽象出来的理论化的信号模型。

比较图 8.4-13 和图 8.4-14，可以看出，单纯使用梯形积分存在的第二个问题是：无法正确模拟电力电子仿真中常出现的 δ 函数，还可能导致数值振荡。能否足够精确地模拟 δ 函数，对电力电子装置的仿真是非常重要的。

为了解决此问题，可采用改进数值临界阻尼（Improved Critical Damping Adjustment，ICDA）法。ICDA 的要点为：①在一般情况下，仍用梯形积分法，其时间步长取 Δt；②若 $t=t_1$ 时刻网络发生突变，则其步长改为 $\Delta t/2$，共进行两次步长为 $\Delta t/2$ 的后退欧拉积分计算；③在 $t=t_1+\Delta t$ 之后，继续采用梯形积分法，其步长恢复到 Δt；④第 1 个半步长（$t=t_1+\Delta t/2$）的计算结果，反映了网络突变时的冲激特性。采用 ICDA 法之后，上述的当 GTO 在 t_0 时刻截断流经电感支路 L 的电流 $i_L(t_0)[L=1、i_L(t_0)=1]$时，电感两端电压 $v_L(t)$的仿真结果如图 8.4-15 所示。

使用步长为 $\Delta t/2$ 的后退欧拉积分，图 8.4-15 中 t_0+

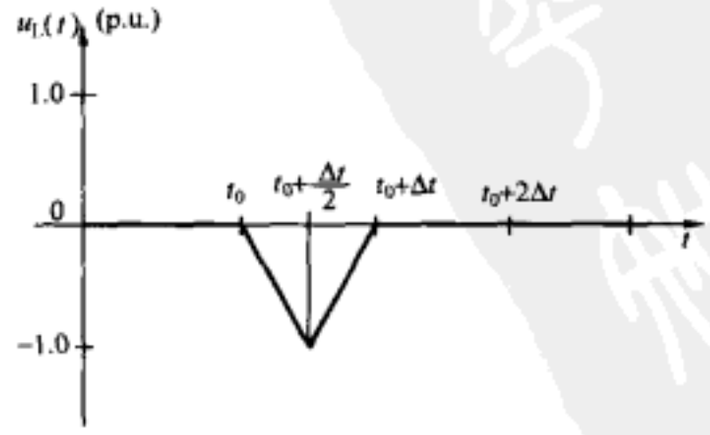


图 8.4-15 采用 ICDA 法模拟 GTO 关断后电感两端电压波形

$\Delta t/2$时刻电感两端电压为

$$u_{\mathrm{L}}^{b}\left(t_0+\frac{\Delta t}{2}\right)=-\frac{2L}{\Delta t}i_{\mathrm{L}}(t_0)=-\frac{2}{\Delta t} \tag{8.4-52}$$

其中，上标 b 表示由后退欧拉积分得出的结果。当 $\Delta t\to 0$ 时

$$u_{\mathrm{L}}^{b}\left(t_0+\frac{\Delta t}{2}\right)\to u_{\mathrm{L}}^{b}(t_0)\to-\infty \tag{8.4-53}$$

从离散角度，当 $t\neq t_0$，$u_{\mathrm{L}}^{b}(t)=0$，而其面积为

$$\int_{-\infty}^{\infty}u_{\mathrm{L}}^{b}(t)\mathrm{d}t=\frac{1}{2}\left[-\frac{2L}{\Delta t}i_{\mathrm{L}}(t_0)\right]\times\Delta t=-Li_{\mathrm{L}}(t_0)=-1 \tag{8.4-54}$$

这表明，$u_{\mathrm{L}}^{b}(t)$具有冲激信号两个主要的特性，是冲击函数的映象。在实际的电力电子装置中，$\mathrm{d}i/\mathrm{d}t$ 不可能是无穷大的，而像电感两端电压 $u_{\mathrm{L}}(t)$这样的物理量主要作为某一电子电子器件（如二极管或晶体管门极）关断或导通的触发信号，其幅值只要足够大（即 Δt 足够小）即可。重要的是，其积分即与 Δt 无关，反映了冲激函数的能量特性。

可见，只要取合适的步长，ICDA 就可以很好地模拟冲激信号的特性。同时，也可以消除单纯使用梯形积分在描述电感、电容支路阶跃响应时引起的数值振荡。该方法在大部分场合仍使用梯形积分，保留了梯形积分精度较高的优点，而后退欧拉积分和梯形积分则均具有良好的稳定性。

3.3.2　ICDA 法和 SRP 法在电力电子仿真中的应用效果举例

图 8.4-16 是一个由单个晶闸管 VT1 和二极管 VD1 组成的单相可控整流电路。其中，变压器的漏电感为 30mH，R 和 L 为负载，D1 为续流二极管，i_{D1} 的方向为由二极管阳极指向阴极。

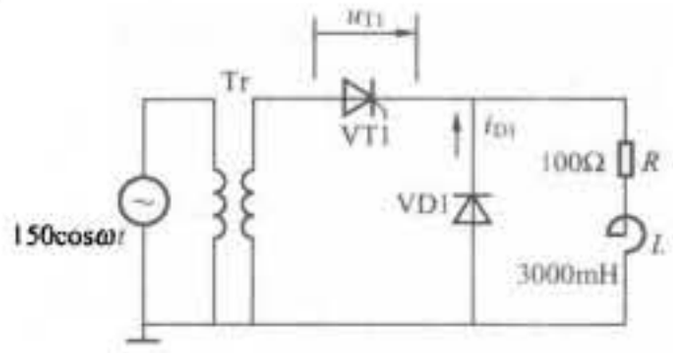


图 8.4-16　单相可控整流电路

为了便于叙述，采用以下四种符号：

（1）ICDA-OFF，不采用 ICDA 法，计算全部用梯形积分。

（2）ICDA-ON，计算中采用 ICDA 法。

（3）SRP-OFF，计算中不采用 SRP 法。

（4）SRP-ON，计算中采用 SRP 法。

当步长取 30μs，晶闸管的点火角取 120°时，续流二极管电流 i_{D1} 和晶闸管两端电压 u_{T1} 的仿真结果如图 8.4-17～图 8.4-20 所示。

图 8.4-17 对应于采用 ICDA-OFF 和 SRP-OFF 的仿真结果。图中 u_{T1} 的电压波形中出现强烈的数值振荡，其振荡幅值高压 1.5×10^{4} V，这显然是错误的；而电流波形为一系列窄脉冲，也是错误的。

图 8.4-18 对应于采用 ICDA-ON 和 SRP-OFF 的仿真结果。图中 u_{T1} 的电压波形是正确的，没有出现任何数值振荡现象。但是，二极管的电流 i_{D1} 中出现负电流脉冲。对二极管来说，这是不可能的。此外，还出现幅值不等的正的过冲。这些均由于上述的开关器件动作逻辑上的时延造成的。通过进一步研究还发现：变压器的漏抗越小，二极管电流中反向的负电流脉冲就越大。

图 8.4-19 对应于采用 ICDA-OFF 和 SRP-ON 的仿真结果。图中电压 u_{T1} 的波形中出现程度不等的数值振荡，二极管电流 i_{D1} 的波形中虽然不含有反向电流脉冲，但其幅值始终不稳定。进一步研究还发现：变压器的漏抗越大，电流 i_{D1} 各个周期之间的幅值的差别就越大。

图 8.4-20 对应于采用 ICDA-ON 和 SRP-ON 的仿真结果。无论电压 u_{T1} 和电流 i_{D1}，均没有出现图 8.4-17～图 8.4-19 中的各种问题，其结果与有关电力电子文献的理论分析及实际实验结果均非常一致：电流 i_{D1} 稳定，电压波形正确，没有任何数值振荡，其幅值为 147.10mA（根据理论分析得出电流 i_{D1} 的幅值为 147.25mA）。

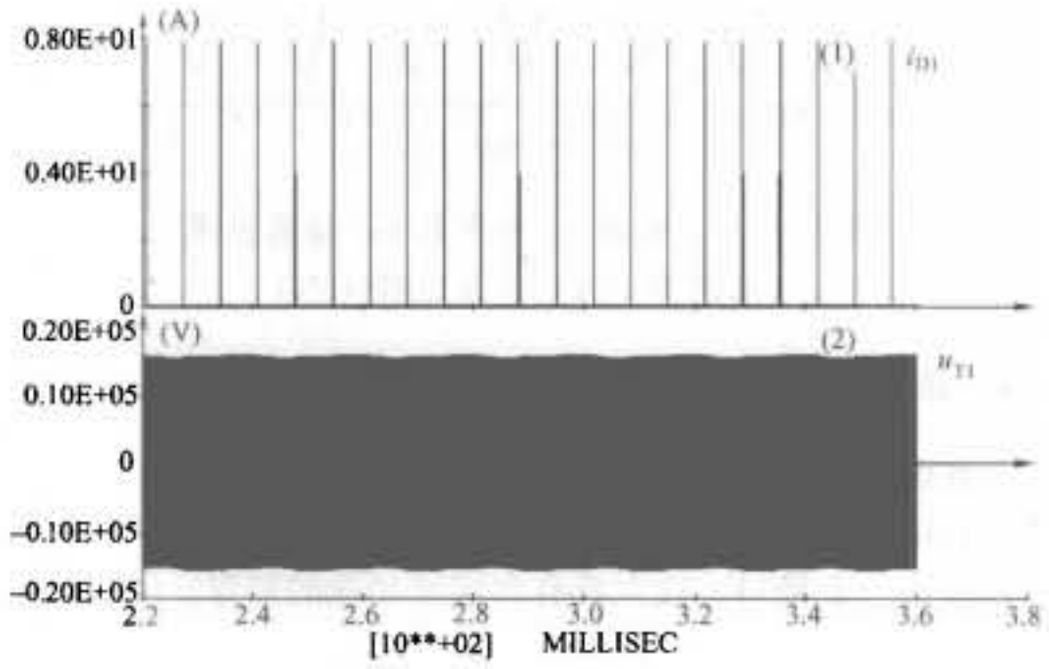


图 8.4-17　电流 i_{D1} 和电压 u_{T1} 仿真结果
（采用 ICDA-OFF 及 SRP-OFF）

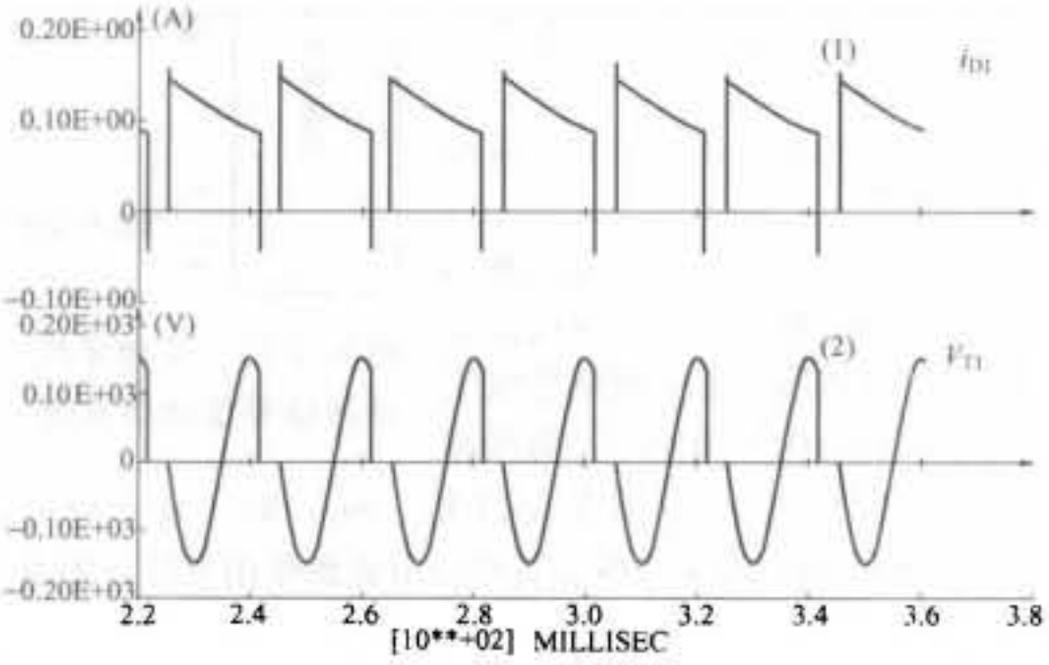


图 8.4-18　电流 i_{D1} 和电压 u_{T1} 仿真结果
（采用 ICDA-ON 及 SRP-OFF）

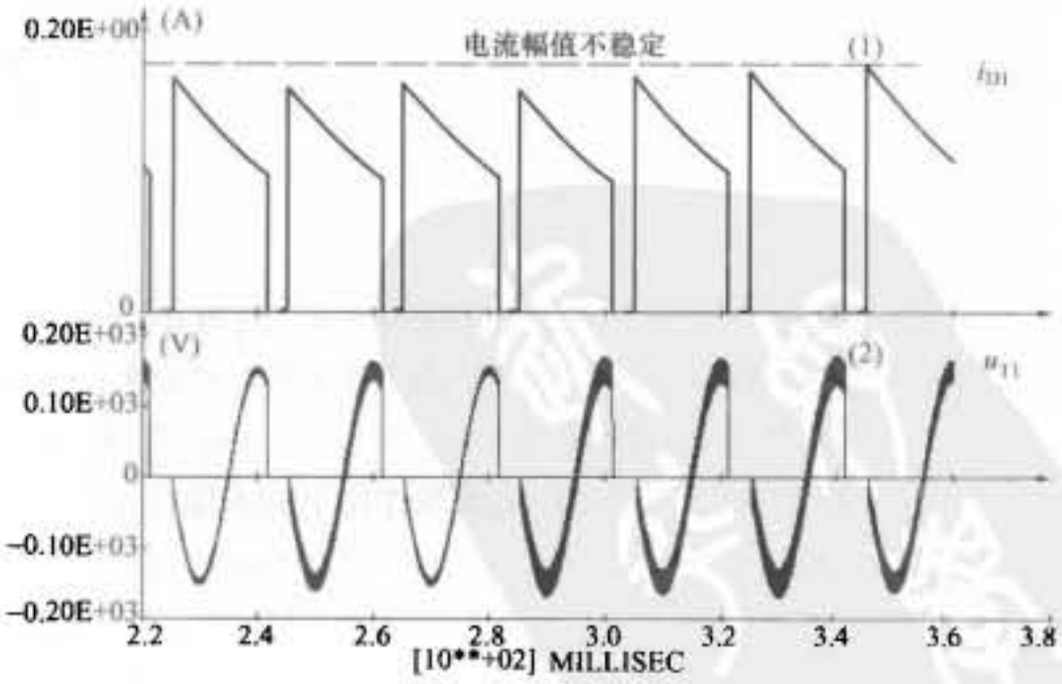


图 8.4-19　电流 i_{D1} 和电压 u_{T1} 仿真结果
（采用 ICDA-OFF 及 SPR-ON）

从上述结果可以看出，对于图 8.4-16 这一类的电力电子电路，只有同时采用 ICDA 和 SRP 法，才能得出正确的结果。在第 4 节中，将用更多的更复杂的算例来演示电力电子仿真结果。

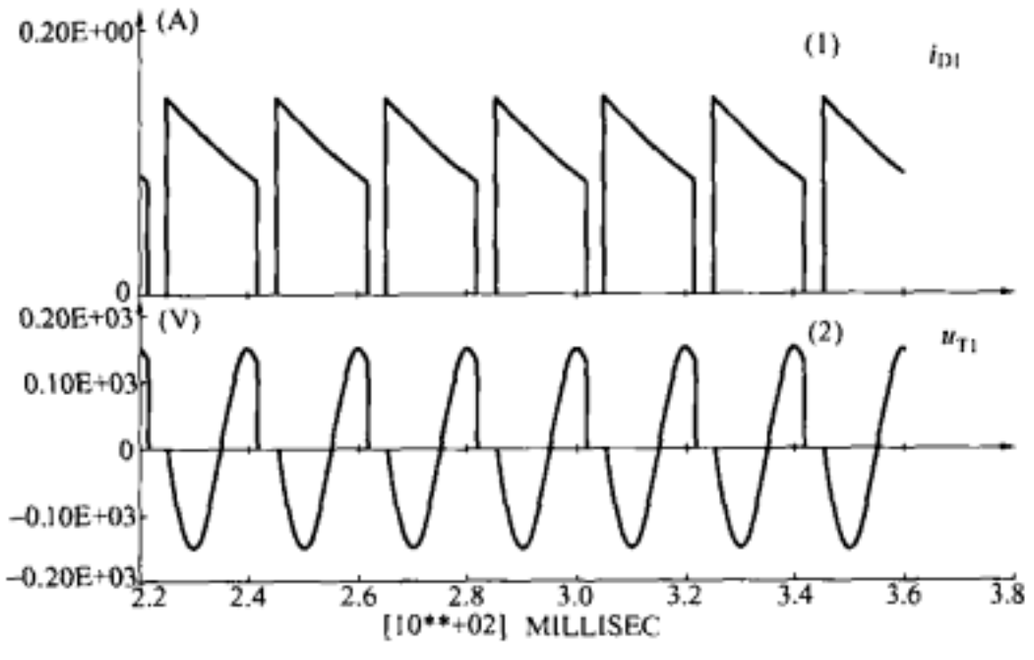


图 8.4-20 电流 i_{D1} 和电压 u_{T1} 仿真结果
（采用 ICDA-ON 及 SRP-ON）

3.4 应用多相补偿法求解非线性方程

在前面的介绍中，多次提到使用基于多相戴维南等值电路的补偿法求解多个非线性元件等问题。多相补偿法同时还可以作为一个接口，接入具有自定义功能的装置。下面仍以多个（又称多相）非线性电阻为例介绍补偿法的应用。

若一个网络或孤立子网络只含有 n 个非线性元件（如非线性电阻），其两端分别为 k_1、m_1；k_2、m_2；…k_n、m_n 其余部分为线性网络，如图 8.4-21 所示。

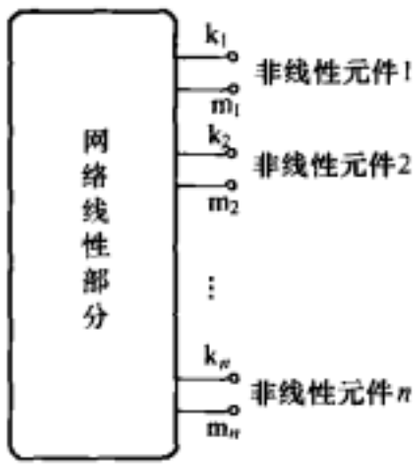


图 8.4-21 多相非线性网络补偿法示意图

使用多相补偿法时，其求解步骤如下：

（1）求解戴维南入端电阻和相关的电压列向量。将所有非线性支路开路，并将线性部分网络变成无源网络（所有电压源短路，电流源开路），然后，依次分别在端口 k_1、m_1；k_2、m_2；…k_n、m_n 注入单位电流源，求解在各单位电流源作用下的方程组

$$[G][u^i]=\begin{bmatrix}0\\ \vdots\\ +1\\ \vdots\\ 0\\ -1\\ 0\\ \vdots\\ 0\end{bmatrix}\begin{matrix}\\ \\ \text{——}\ k_i\ \text{节点}\\ \\ \\ \text{——}\ m_i\ \text{节点}\\ \\ \\ \\ \end{matrix} \tag{8.4-55}$$

如果 m_i 点为电压源，则上式中就不用加−1，因为 m_i 点属于式（8.4-50）中的 B 块而不是 A 块。由（8.4-55）可依次得出 n 个单位电流源作用下的列向量$[u^i]$，$i=1, 2, \cdots, n$。对于每个列向量可以写出在第 i 对单位电流源作用下的入端自互电阻

$$R_{ji}=(u^i_{k_j}-u^i_{m_j}),j=1,2,\cdots,n \tag{8.4-56}$$

这样，n 个元素就可以构成戴维南等值电阻的第 i 列，而 n 个列向量就可以构成 $n\times n$ 的入端电阻矩阵$[R_T]$。$[R_T]$和$[u^i]$，$i=1, 2, \cdots, n$ 在进入时间步循环前计算形成，每次开关分或合后应重新计算。

（2）求解节点开路电压列向量$[u^o]$。在每一时步，也先将所有非线性支路开路，解无非线性支路的节点电压方程(8.4-50)，得到各节点开路电压列向量$[u^o]$，并得出网络线性部分在节点 k、m 两端的戴维南等值电路的开路电压 $u^o_{k_im_i}=(u^o_{k_i}-u^o_{m_i})$，$i=1, 2, \cdots, n$。这样就形成了相关支路的开路电压列向量$[u^o_{km}]$。

（3）联合求解戴值南等值电路方程和非线性元件方程。多相戴维南等值电路方程为

$$[u_{km}]=[u^o_{km}]-[R_T][i_{km}] \tag{8.4-57}$$

多相非线性元件的特性可以表达为

$$[i_{km}]=[f(u_{km})] \tag{8.4-58}$$

将式（8.4-58）代入式（8.4-57），经整理后可得

$$[u_{km}]-[u^o_{km}]+[R_T][f(u_{km})]=0 \tag{8.4-59}$$

方程式（8.4-59）是个非线性方程，它可通过迭代法如牛顿-拉夫逊法求解。求出$[u_{km}]$后，可以由式（8.4-58）求出$[i_{km}]$。

（4）通过迭加法求出网络各节点电压。网络的最终电压可通过迭加原理求出

$$[u]=[u^o]-\sum_{i=0}^{n} i_{k_im_i}[u^i] \tag{8.4-60}$$

这种方法可作为一种线性和非线性元件之间的接口技术，也可用于非线性电感和发电机、电动机的求解。

4 电力电子装置的仿真

本节将简单介绍一些 FACTS 装置及高压直流输电等电力电子装置的仿真例子。在下面的仿真中，若无特殊说明，均采用 ICDA 及 SRP 法，即 ICDA-ON 和 SRP-ON。

4.1 可控串联补偿电容器（TCSC）仿真

TCSC 的示意图如图 8.4-22 所示，TCSC 主要由电容器组 C、旁路电抗 L，两个反向并联晶闸管 SCR 以及保护用的金属氧化物限压器 MOV、旁路断路器 B 以及阻尼电感 L_B、电阻 R_B 等组成。

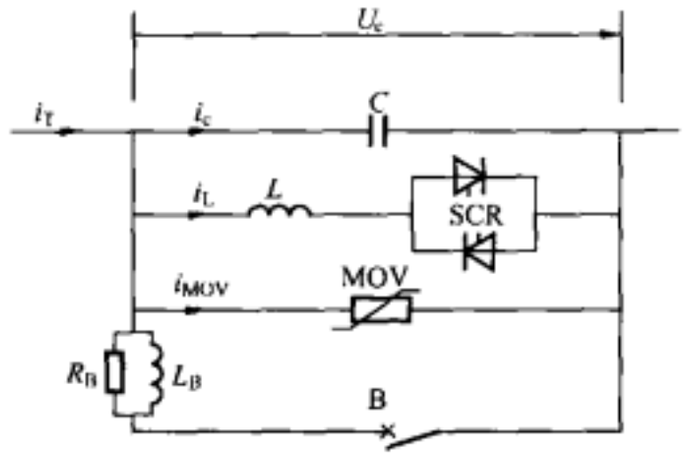


图 8.4-22 TCSC 主电路示意图

4.1.1 TCSC 基本原理

TCSC 通过改变晶闸管 SCR 的触发角 α［见图 8.4-23(a)］，来改变流过旁路电感 L 的电流，从而改变 TCSC 电抗、以期达到控制调节电力系统其他物理量如电流、电压、有功、无功等。

TCSC 电抗与触发角 α 的关系如图 8.4-23（b）所示。当 $\alpha=\alpha_{crt}$时，TCSC 处于谐振状态。

TCSC 的工作模式可以分为下面四种：

（1）晶闸管闭锁模式。此时，TCSC 容抗 $X_{TCSC}=X_C=-j\dfrac{1}{\omega C}=-j1.0$p. u. 与常规串补没有区别。

（2）容抗调节模式。当触发角 $\alpha_{crt}<\alpha<180°$时，TCSC 工作在容性电抗调节范围。

（3）旁路（Bypass）模式。当触发角 $\alpha=90°$时，在无损耗情况下每一个晶闸管的导通角 $\theta=180°$，电感 L 处于全接入状态。相当于 L 和 C 并联支路，由于一般 $X_L/X_C=0.12\sim0.2$p. u.，其基波总电抗呈现为低值感性电抗。

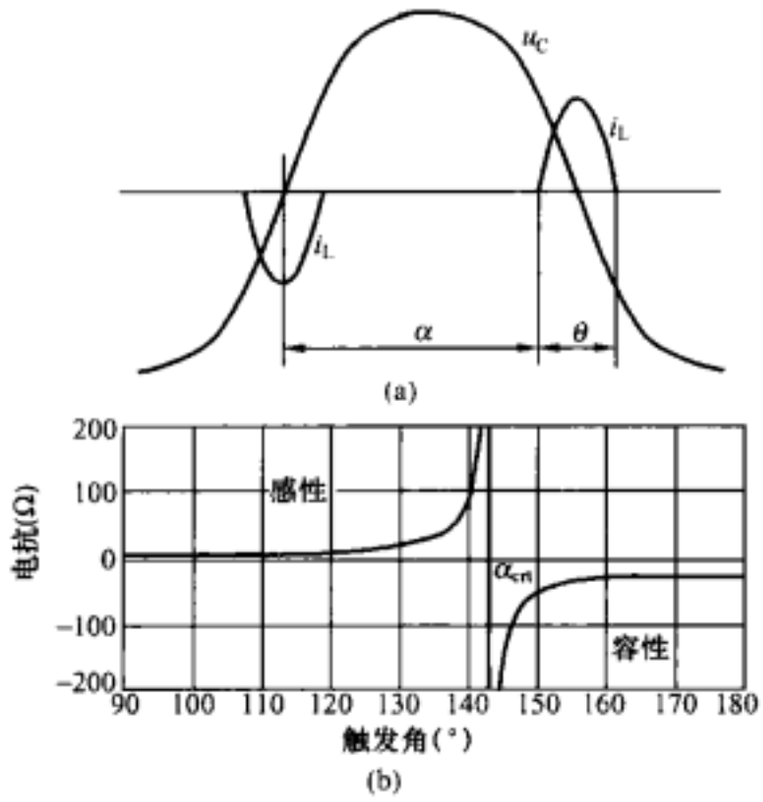


图 8.4-23　TCSC 电抗和 SCR 触发角关系示意图

(a) 电容器电压 u_C 和触发角 α、导通角 θ 和电感电流 i_L 示意图；(b) TCSC 电抗特性

(4) 感抗调节模式。当触发角 $90°<\alpha<\alpha_{crt}$ 时，TCSC 工作在感性电抗调节范围。由于在这个模式下谐波大，TCSC 很少工作在这个模式下。

4.1.2　TCSC 仿真方法与结果

EMTPE 中 TCSC 的模型可分为电气部分和控制系统两部分。控制系统按功能可分为三个层次：内层触发控制、中层阻抗控制和外层系统控制。本文采用的控制系统框图如图 8.4-24 所示。其中，(5) 为内层触发控制；(4) 和 (6) 等组成阻抗闭环控制；其余部分，除测量单元外，均为系统层控制。

4.1.2.1　TCSC 稳态电气特性仿真

图 8.4-25 中给出 TCSC 在容抗调节模式下，电容器电压 u_C、线路电流 i_T、电感支路电流 i_L、电容器电流 i_C 之间的关系。从图中可以看出：①流过电容器的电流大于线路电流即 $|i_C(t)|>|i_T(t)|$，$|i_C(t)|=|i_T(t)|+|i_L(t)|$，这是 TCSC 很重要的特点；②线路电流 $i_T(t)$ 仍接近正弦波，$i_L(t)$、$i_C(t)$ 和 $u_C(t)$ 均为非正弦波。

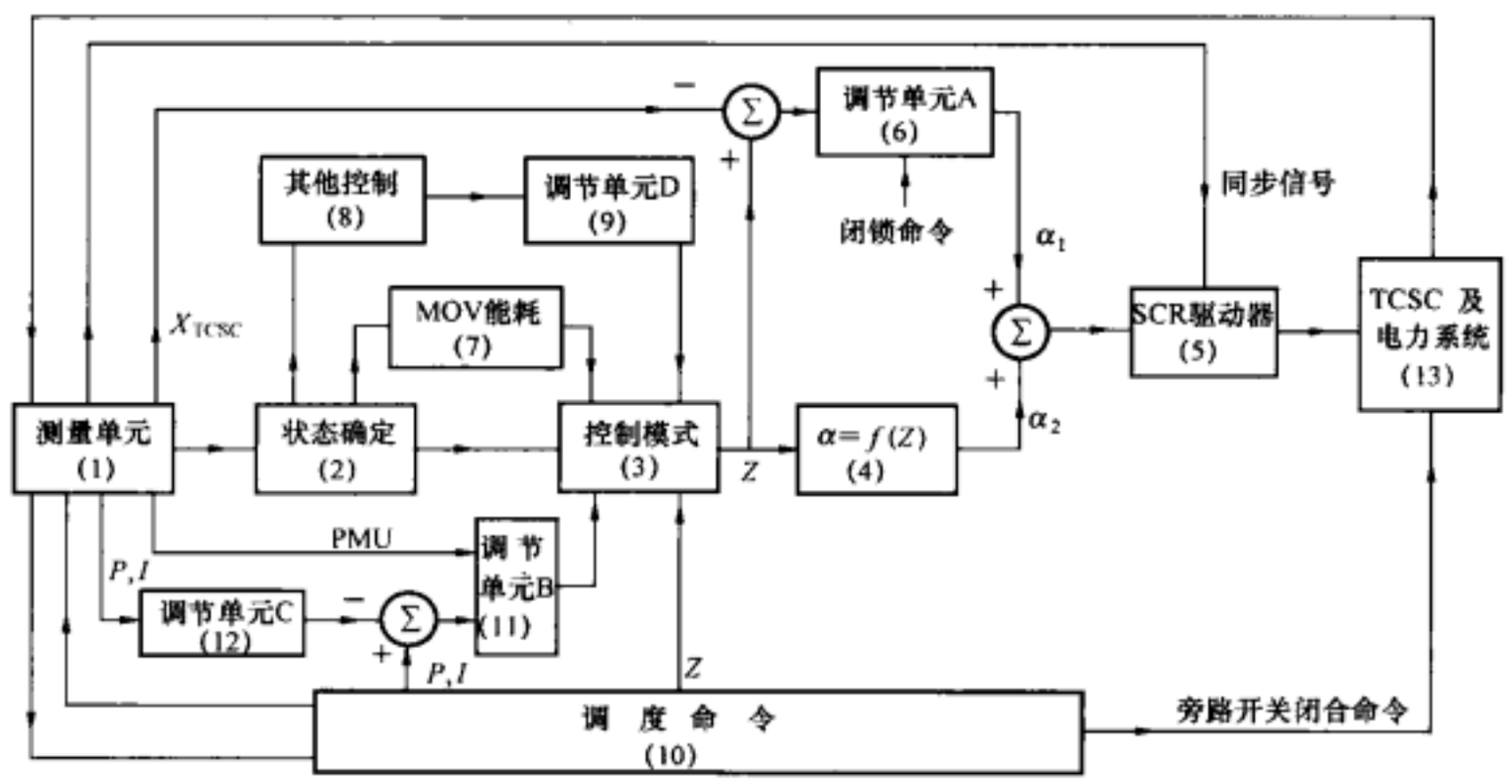


图 8.4-24　TCSC 控制系统模型框图

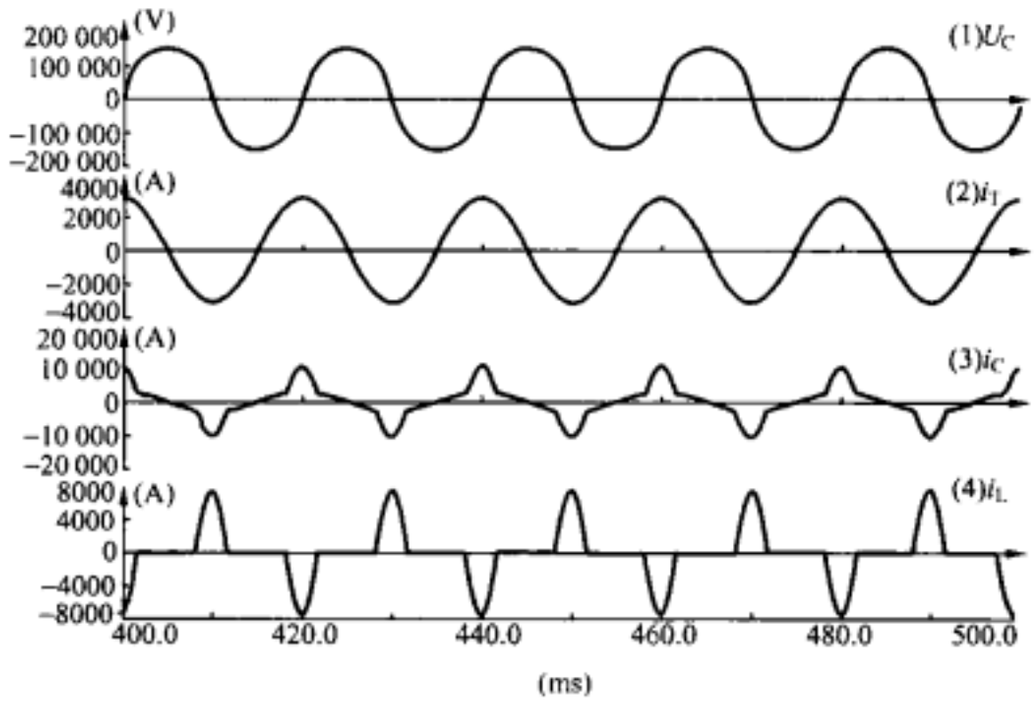


图 8.4-25　TCSC 容抗调节波形图($X_{TCSC}=-j2.0$p. u.)

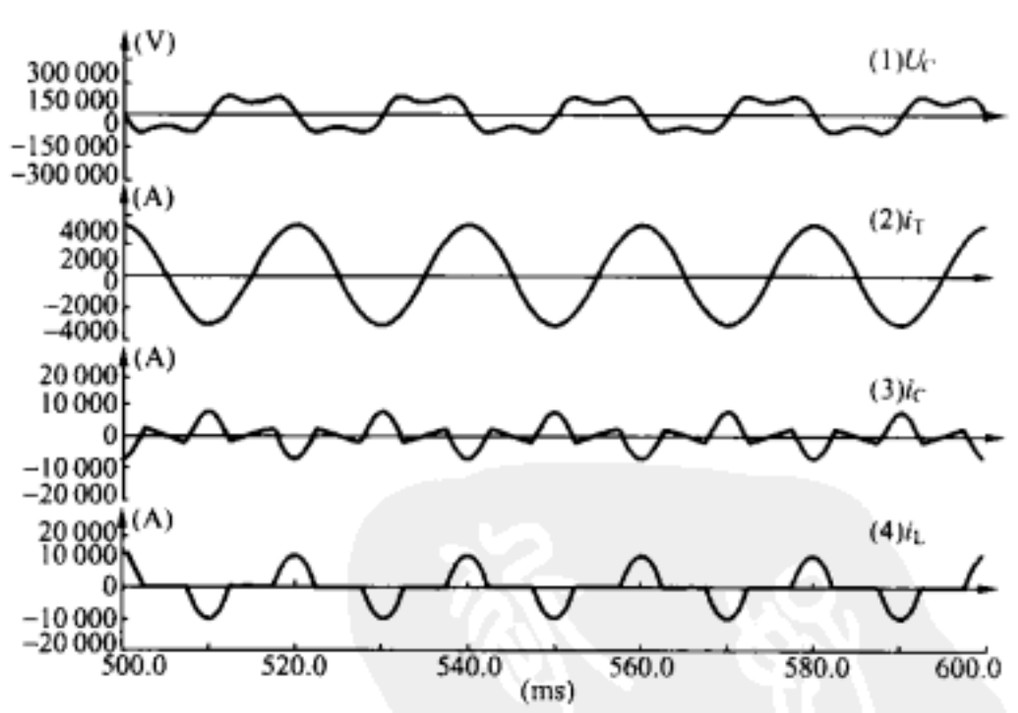


图 8.4-26　TCSC 感抗调节模式波形图($X_{TCSC}=+j1.0$p. u.)

图 8.4-26 中给出 TCSC 在感抗调节模式下，各主要元件电压电流波形图，从图中可以看出：①$i_L(t)$、$i_T(t)$ 和 $i_C(t)$ 之间的关系要比容抗调节模式复杂些，有时线路电流 i_T 从 i_C 和 i_L 两个支路分流；有时 i_T 全部从 i_C 支路通过[在 $i_L(t)=0$ 时]；②除了线路电流仍接近正弦波外，$i_L(t)$、$i_C(t)$ 和 $u_C(t)$ 均为非正弦波。

4.1.2.2　TCSC 阻抗控制仿真

阻抗控制是 TCSC 最基本的控制，阻抗控制的响应能力、准确性和稳定性对 TCSC 的性能有重大影响。图 8.4-27 中给出在闭环阻抗控制时，容抗均匀调节过程线路电流 i_T、电容器电压 v_C、电容器电流 i_C 和电感支路电流 i_L 的变化情况。图 8.4-28 中给出在闭环控制时，容抗阶跃调节过程 i_T、u_C、i_C、i_L 的变化情况。从这两个图可以看出，在容抗大范围调节过程中，TCSC 电压和线路及 SCR 电流能根据控制命令快速响应，没有出现不稳定现象，整个 TCSC 系统具有相当高的准确度和稳定性。

4.1.2.3　TCSC 不同工作模式转化仿真

TCSC 四种工作模式中，两种为感性，两种为容性。不

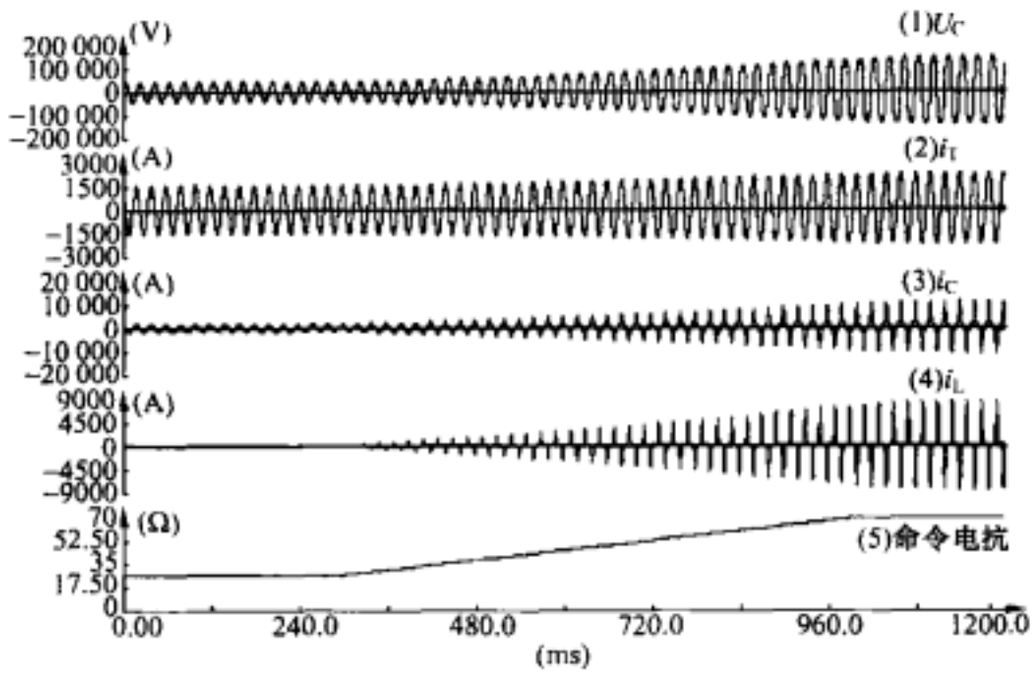


图 8.4-27 TCSC 容抗均匀调节仿真

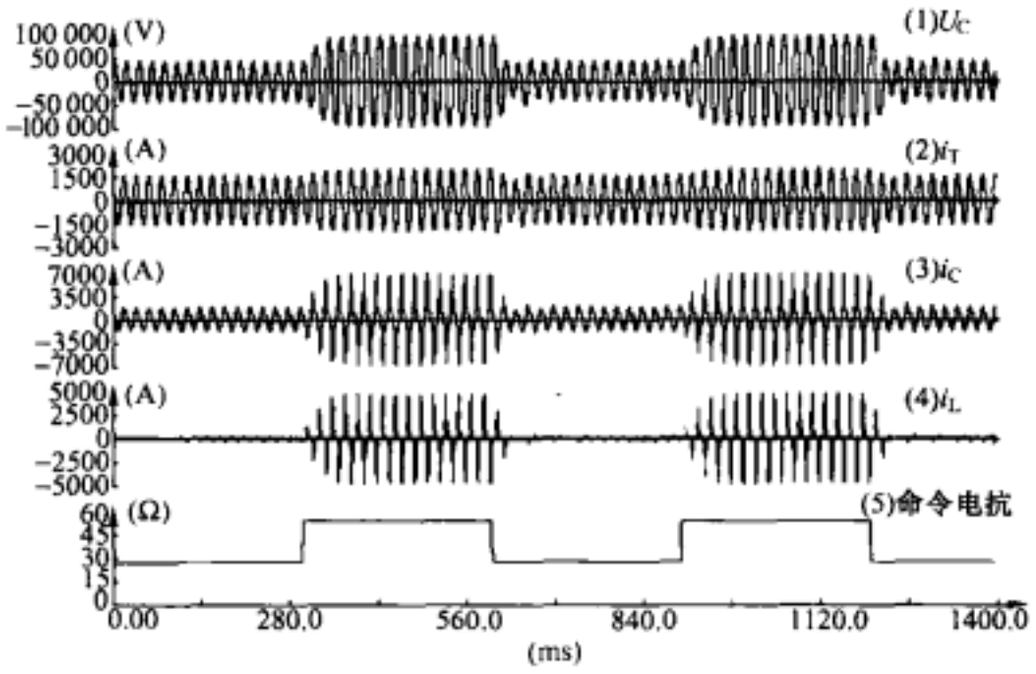


图 8.4-28 TCSC 容抗阶跃控制仿真

同工作模式转化中最重要的是从容性转化到感性和从感性转化到容性。对转化过程的要求是：①转化速度快；②扰动小且衰减快、稳定性好。图 8.4-29 和图 8.4-30 分别给出 TCSC 从感抗模式转到容抗模式和从容抗模式转到感抗模式时，线路电流 i_T、电容器电压 u_C、电感支路电流 i_L、命令电抗、实际电抗和 A 相功率的变化情况。

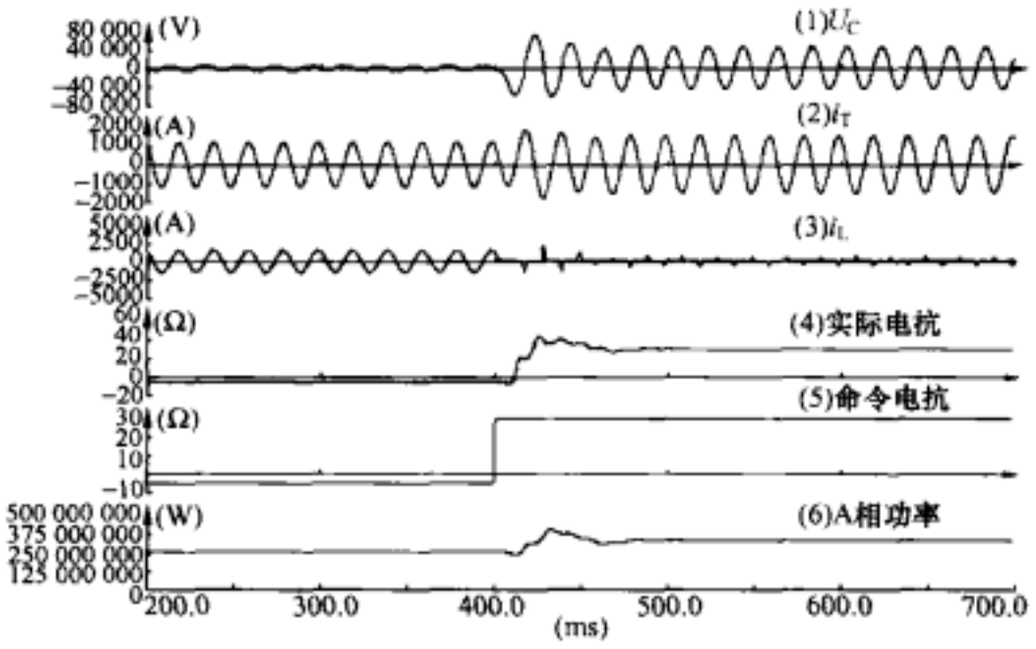


图 8.4-29 TCSC 从旁路(感抗模式)到容抗调节模式转化过程

从上面两图中可以看出：①TCSC 感性电抗和容性电抗的相互转化过程是相当快的，大约需 10ms 左右，这一点对 TCSC 的过电压保护和 MOV 的设计有重大意义；②在 TCSC 电抗转化过程中系统输送功率稍有振荡，但很快趋于稳定，这与 TCSC 具有良好的阻尼振荡功能有关。除了上述两个方面外，电磁暂态仿真软件还可以进行 TCSC 系统的过电压保护与绝缘配合、TCSC 工作能力、设备规范等方面的研究。

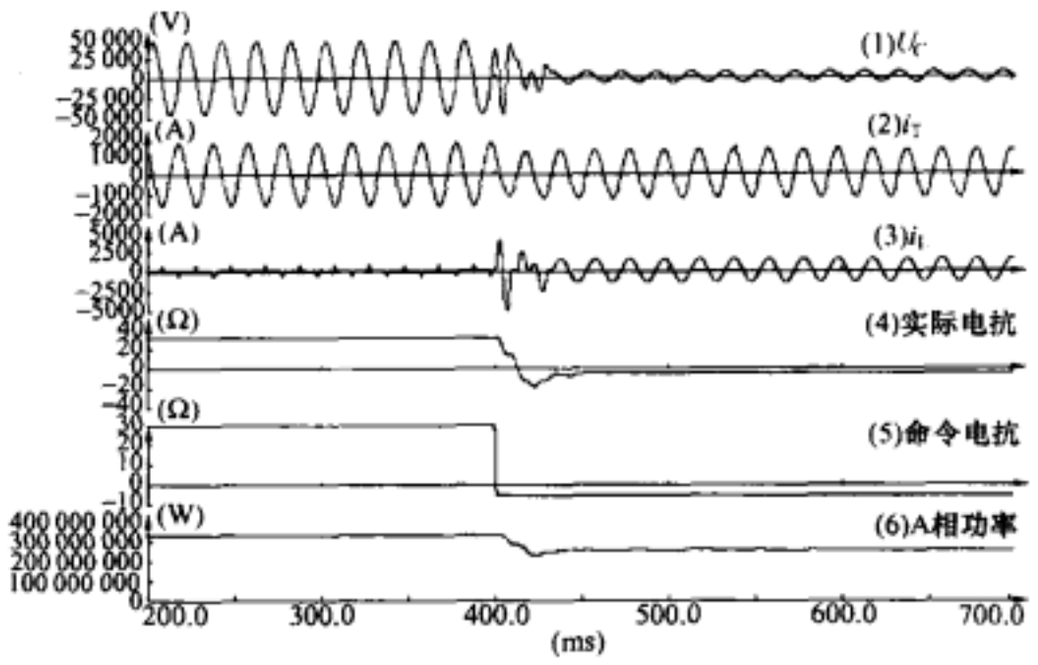


图 8.4-30 TCSC 从容抗调节模式到旁路(感抗模式)转化过程

4.2 高压直流输电(HVDC)仿真

图 8.4-31 为我国第一条葛洲坝至上海南桥 500kV 直流输电系统中单极示意图。仿真中，还模拟了两侧的交直流滤波器及控制系统和晶闸管阀的缓冲电路等。葛洲坝为整流侧，上海为逆变侧。在控制上，逆变侧按定电压控制、整流则按定电流控制，输送电流 1.2kA。

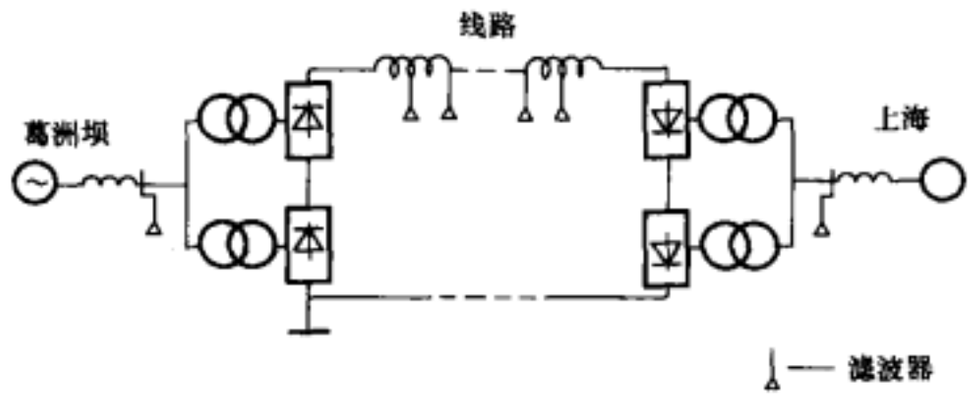


图 8.4-31 500kV 葛上单极直流输电示意图

图 8.4-32 给出了葛上 HVDC 在启动过程中两侧电压/电流的变化过程。启动是通过直流控制系统快速软起动。由图中可以看出，启动过程中的过电压/过电流较小。

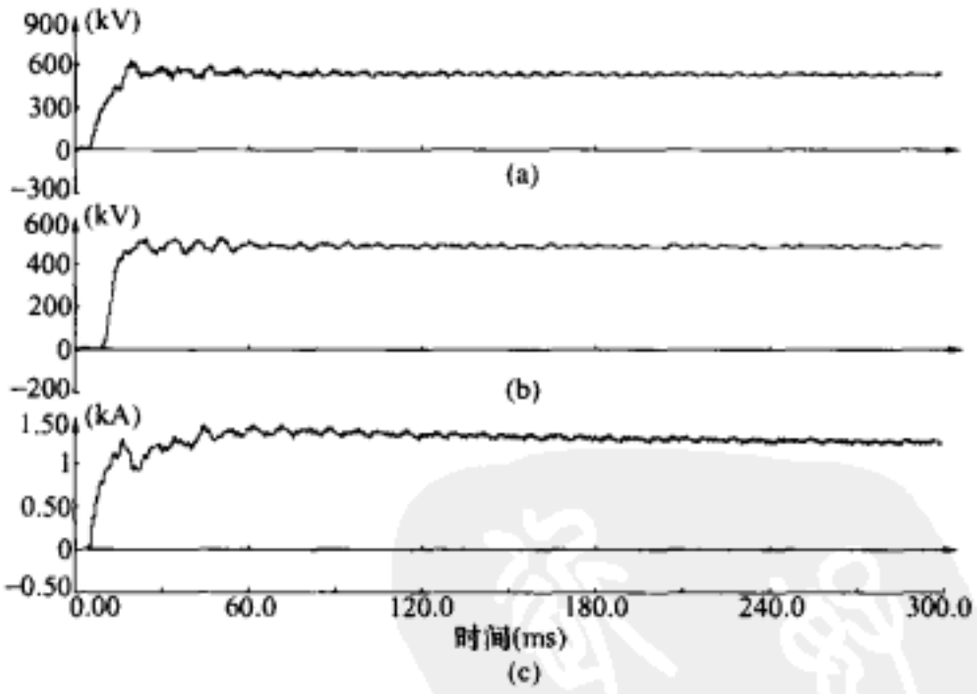


图 8.4-32 500kV 葛上 HVDC 启动过程仿真
(a)整流侧直流电压；(b)逆变侧直流电压；
(c)直流线路电流

图 8.4-33 给出了使用与不使用新的计算方法模拟葛上 HVDC 整流侧晶闸管阀两端电压的仿真结果。可以看出，只使用梯形积分仿真结果中有很强的过冲且波形稳定性差，各次波形的过冲各不相同；而采用 ICDA-ON 和 SRP-ON 的仿真结果稳定性好，其波形非常接近理论分析和 HVDC 物理模型的仿真结果。

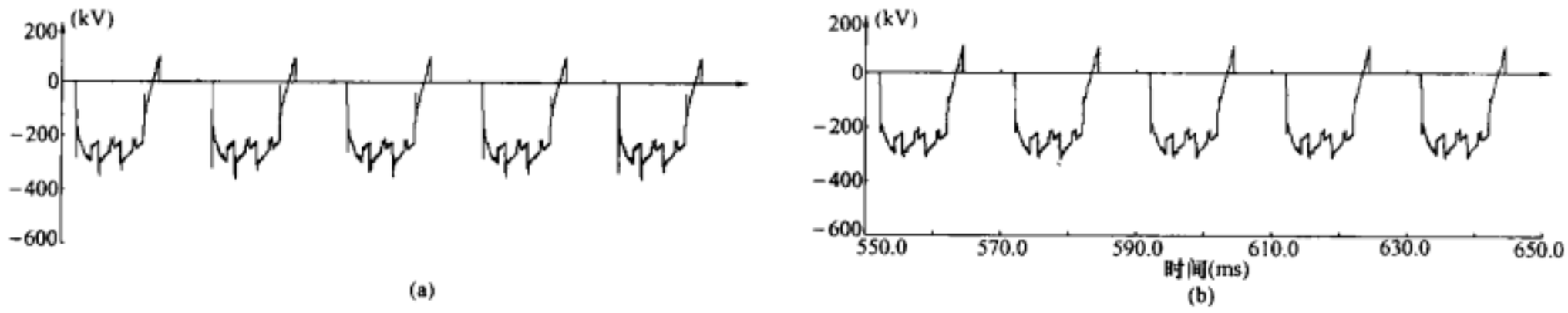


图 8.4-33　用不同方法模拟晶闸管阀两端电压结果比较
(a)ICDA-OFF/SRP-OFF 结果；(b)ICDA-ON/SRP-ON 结果

第 5 章 电力系统长期动态过程分析和仿真

1 概述

电力系统遭受扰动后的暂态过程一般在扰动后 10s 左右结束。然而在严重故障或连锁反应故障的冲击下，系统发电和负荷之间的有功功率或无功功率可能出现长期不平衡状态而引起系统潮流、电压、频率等电气量和原动机系统变量的长期变化过程，并最终导致系统失去稳定。电力系统长过程不稳定一般不直接导致损失负荷，而是激发一系列引起系统解列形成孤岛、失去电源，并最终由于低频率减负荷、低电压切负荷或整个孤岛崩溃而损失负荷的事件。

电力系统复杂的长时间动态过程中混合着快速动态过程和慢速动态过程。系统受扰动后，有的元件响应速度很快，时间常数只有几十毫秒，在数秒内即可达到相对稳定的控制状态，如直流控制系统、电力电子装置等；有的元件响应速度较慢，需要数十秒甚至几分钟才有反应，如火电厂的锅炉控制系统、电网的发电自动控制系统等。

电力系统长期动态过程仿真主要用来分析电力系统长时间(几十秒到几十分钟甚至数小时)的动态过程，其主要应用范围为：

(1)复杂和严重事故的事后分析，以了解事故发生的本质原因，研究正确的反事故措施。

(2)电压稳定性分析，研究电力系统电压稳定性的机理和防止电压崩溃的有效措施。

(3)在规划设计阶段，考核系统承受极端严重故障的能力，即超出正常设计标准的严重故障，以研究减少这类严重故障发生的频率和防止发生恶性事故的措施。

(4)研究事故的发展过程和训练运行人员紧急处理能力。

(5)研究和安排负荷减载策略。

(6)研究紧急无功支援的有效性。

(7)研究旋转备用的安排和旋转备用机组的分布。

(8)研究自动发电控制(AGC)策略。

(9)研究自动电压控制(AVC)策略。

(10)锅炉控制系统(包括反应堆)和发电厂辅助设备在大干扰后的响应对发电厂运行特性的影响，协调发电厂的控制与保护系统。

2 电力系统长期动态过程的数学模型

2.1 长期动态过程数学建模的考虑

电力系统长过程动态稳定计算的数学模型可写为

$$\begin{cases} \dfrac{\mathrm{d}\boldsymbol{x}}{\mathrm{d}t} = \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y},t) \\ \boldsymbol{0} = \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{y}) \end{cases} \tag{8.5-1}$$

式中：$\boldsymbol{x}$ 表示元件的状态变量，由长过程计算中应考虑的各种动态元件决定；$\boldsymbol{y}$ 表示电力系统运行变量。微分方程表示电力系统动态元件特性，是系统的状态方程；代数方程表示电力系统静态元件特性，是系统的网络方程。

电力系统机电暂态过程仿真主要研究电力系统出现扰动后几秒到十几秒的动态特性，一般都着重对系统中各元件响应特性较快的部分进行详细模拟，选用的数学模型阶次较高，为保证计算精度多采用较小步长。而电力系统长期动态过程持续时间可达 10min 以上，一些机电暂态过程仿真中忽略的动态特性有可能必须考虑。例如，汽轮机的蒸汽压力保持恒定的假设就不正确了；事故过程中电网频率、电压不正常，可能引起发电厂附属设备运行不正常，以致引起锅炉停炉，发电机停机等。因此，在长期动态研究中，必须考虑电压和频率比较大的波动对系统各元件动态特性的影响。例如，需要考虑火电厂调速系统多个控制阀门以及旁通阀门对汽轮机输出功率的影响，自动发电控制(AGC)对系统频率和联络线功率的控制等动态特性。

因此，为了研究电力系统长期动态过程，既要考虑描述电力系统机电暂态过程的数学模型，也要考虑在暂态模型中被忽略的描述长过程动态的电力系统动态元件、保护和控制模型。表 8.5-1 给出了机电暂态过程和长期动态过程数学模型的考虑。

表 8.5-1 机电暂态和长期动态过程的数学模型

系统模型	机电暂态过程	长期动态过程
网络	考虑	考虑
发电机	考虑	考虑
励磁系统	考虑	考虑
调速系统	考虑	考虑
负荷	考虑	考虑
汽轮机	考虑	考虑
锅炉等热力设备	否	考虑
水力系统模型	否	考虑
核反应堆模型	否	考虑
AGC	否	考虑
可调变压器	否	考虑
电压频率调节器	否	考虑
网络频率特性	否	考虑
网络阻抗频率特性	否	考虑
主蒸汽压力变化	否	考虑
继电保护与自动装置	否	考虑

电力系统由发电厂、变压器、输电线路、负荷以及电力电子装置(如直流输电系统、FACTS 装置等)和自动控制装置(如 AGC、继电保护等)等构成。在电力系统长期动态过程仿真中，考虑的电力系统模型如图 8.5-1 所示。

电力系统长期动态过程仿真必须建立电力系统各元件的机电暂态和长期动态数学模型，并根据系统的具体结构组成全系统的数学模型，然后采用适当的数学方法进行求解。

由于电力系统元件的机电暂态模型已在成熟的机电暂态仿真软件中得到广泛的应用，下面将主要讨论火电厂、水电站和核电站中长期动态模型。

2.2 火电厂动力系统数学模型

火电厂动力系统的数学模型的主要结构如图 8.5-2 所示。火电厂的数学模型有以下几个独立而又互相联系的部分组成：①锅炉汽轮机协调控制；②汽轮机及其调速系统；③锅炉及其控制系统。

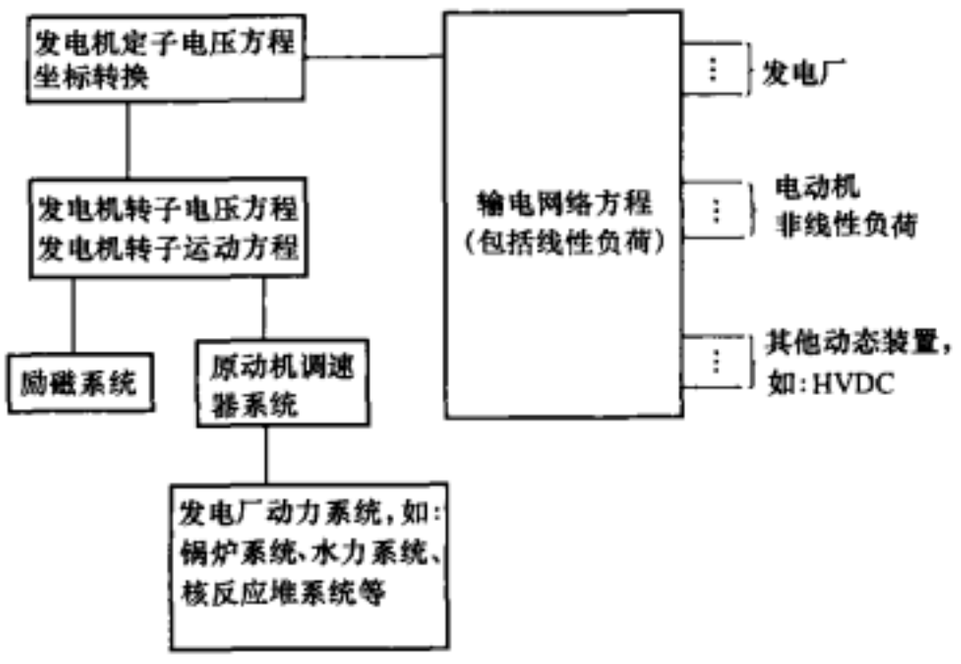


图 8.5-1　电力系统长期动态过程仿真中的电力系统模型

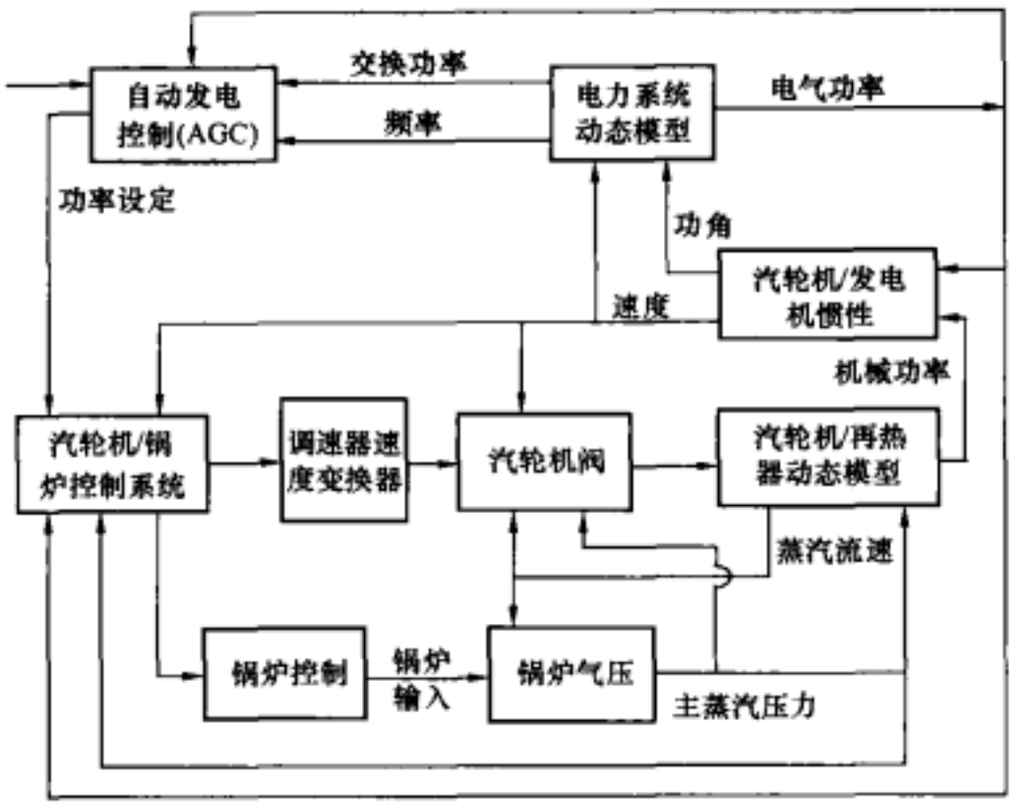


图 8.5-2　火电厂基本功能框

2.2.1　锅炉模型

在电力系统全过程动态仿真软件中，锅炉模型采用 IEEE 推荐的标准模型(图 8.5-3)，该模型可以模拟燃煤和燃油的火电厂动态特性，包含燃烧调节回路而省去了给水调节回路。这种简化的方法与实际系统相吻合，因为在实际系统设计中，对给水环节的安全性考虑比较周到，给水环节是单元制机组(一台机对应一台锅炉)，而母管集中控制机组(多台机对应一台锅炉)则很少，给水水泵设计均为两套，一套运行，一套备用，一旦系统发生意外一套水泵不能维持正常水压，另一套水泵将自动投入运行。所以给水环节在火电厂的动态特性中所起作用并不是很大，在仿真中可以忽略。

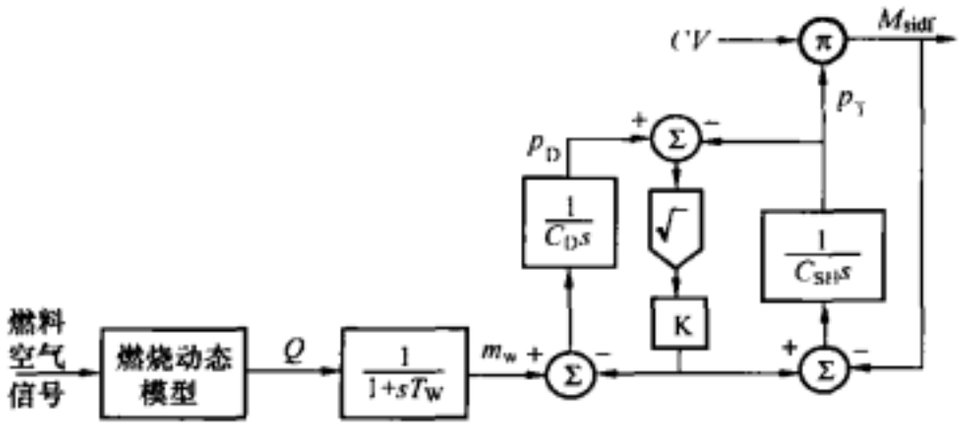


图 8.5-3　锅炉模型框图

Q—发热量；T_W—水冷壁滞后时间常数；m_w—蒸汽量；C_D—汽包蓄热容积时间常数；K—过热器及即主汽管道流量系数；C_{SH}—过热器容积时间常数；p_D—汽包压力；p_T—主蒸汽压力；CV—汽门开度；M_{sdif}—汽流面积

对于模型中燃烧回路，可以用惯性环节 $\frac{1}{1+T_F s}$ 和延迟环节 ε^{-Ds} 表示燃煤动态特性；T_F 的选取对于不同类型的锅炉，其数值相差很大：对于中间仓储式粉煤系统，若需要增加或减少燃料时，只需要调节粉煤机转速，取值较小，而对于直吹式粉煤系统，由于调节燃料供给量需要从给煤机开始，经过粉煤机粉碎，再经过粗煤分离器，后经过管道才能进入炉膛，所以时间常数要大的多。而燃油动态特性则用惯性环节 $\frac{1}{1+T_F s}$ 来表示，延迟环节忽略不计。其中 D 的选值取决于锅炉的容量及其类型。

汽轮机/锅炉控制包括多种方式：锅炉跟随汽轮机控制，汽轮机跟随锅炉控制，锅炉汽轮机协调控制。自动发电控制决定了单元机组功率，以及通过汽轮机锅炉协调控制或汽轮机速度调节来影响控制方式。

(1)锅炉跟随汽轮机调节方式：当负荷给定值改变时，改变汽轮机的汽门开度，从而改变汽轮机进汽量，使得汽轮机适应负荷的要求。此后汽轮机的主蒸汽压力也随之改变，此压力信号送入压力控制器，经燃烧控制改变锅炉的给煤量及其送风量等信号。在负荷变化时，汽轮机输出功率的迅速改变完全依靠于锅炉的蓄热能量。

(2)汽轮机跟随锅炉控制：负荷给定值的变化送给锅炉的燃烧控制，调节锅炉的燃煤量和给风量。当锅炉的蒸汽量开始改变后，锅炉的汽压也随之变化。根据锅炉主蒸汽压力信号，汽轮机改变汽门开度，从而改变汽轮机进汽量，使得汽轮机的输出功率达到负荷要求。

(3)锅炉汽轮机协调控制：当负荷给定值改变时，通过协调控制方式，对锅炉和汽轮机分别发出调节负荷信号，改变锅炉给煤量及其送风量等燃烧控制信号，同时改变汽轮机的汽门开度。另外，还根据汽压的变化相应限制汽轮机的汽门开度，适当加强锅炉调节作用。

图 8.5-4 描述了一种锅炉控制系统框图。

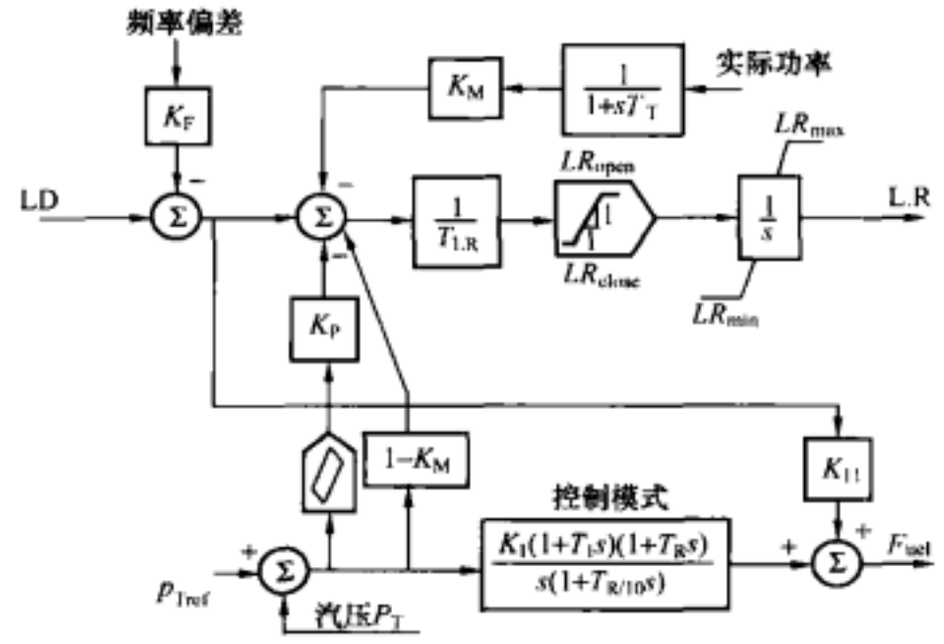


图 8.5-4　锅炉控制系统框图

LD—机组负荷定值；K_F—频率调节系数；K_M—功率增益；K_T—功率测量时间常数；T_{LR}—汽机主控时间常数；LR_{open}—阀位指令变化率上限值；LR_{close}—阀位指令变化率下限值；LR_{max}—阀位指令上限值；LR_{min}—阀位指令下限值；K_{II}—前馈系数；K_P、K_M—压力协调控制系数；p_{Tref}—蒸汽压力参考值；K_I—锅炉主控制器比例系数；T_I 和 T_R—锅炉主控制器时间常数；F_{uel}—燃料信号输出

2.2.2　汽轮机及其调速器模型

汽轮机模型采用通用模型，通过选取不同参数，可以模拟无再热器，串联组合单再热、双再热，交叉组合单再热、双再热环节。另外还可以模拟有中间截止阀的各类汽轮机模型。

汽轮机调速系统包括三个部分：正常运行速度/负荷限制，过速控制和保护。另外还包括一些其他控制。例如：启动/切除控制和辅助压力控制。这部分模型参考了国内通用的有失灵区环节的液压调速、功率电液调速系统模型和 IEEE Committee 1973 年推荐的汽轮机调速器模型。

但是 IEEE 1973 年模型给出的汽轮机调速系统的线性模型对于中长期动态过程仿真是不够的。它只考虑了控制阀调节系统，这种模型用来描述一般情况下小频率偏差时的调速

作用是可以的。对于大的频率偏差情况，需要一个准确的非线性模型来模拟，它应包括汽轮机、控制阀和截止阀调节系统，以及蒸汽阀特性和线性化电路等的作用和影响。因此，IEEE Committee 在 1991 年给出了更为详尽的原动机系统动态模型作为中长期动态过程仿真的推荐模型。

下面以机械液压调速系统为例作一简要说明。机械液压调速器(MHC)包含速度调节器、速度继电器和伺服电动机(见图 8.5-5)。

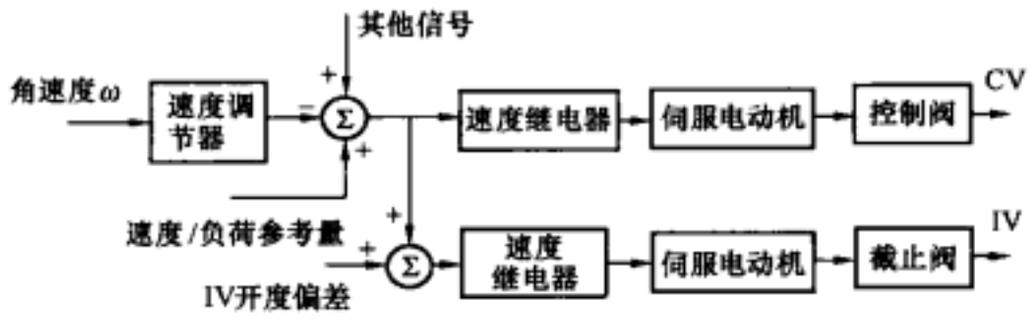


图 8.5-5 MHC 汽轮机调节系统基本功能框图

速度调节器本质上是一信号转换器，将速度信号转换为位移输出信号。其表达式为：$x = K_G \times \omega_r$。

速度继电器：因为速度调节器的位移输出不足以控制蒸汽阀，所以用引导阀和带弹簧的伺服电动机组成速度继电器来放大速度调节器的信号。

由于速度调节器使输出杆向下位移时使得引导阀降低，油压系统使伺服电动机活塞向上，因此流向透平的蒸汽流增加。

液压伺服电动机：在大型汽轮机上，液压伺服电动机用压力液体作为辅助能量，来移动蒸汽阀门。

速度调节器的输出与速度/负荷参考量相比较得到作用于控制阀(CV)和截止阀(IV)。对于一般速度/负荷控制，只有 CV 动作。在正常情况下，IV 由于开度偏差信号的作用，而保持全开状态。在过速情况下，由于速度误差信号增大，IV 开度偏差信号将被抵消，而使 IV 阀门快速关闭。当控制信号恢复到小于 IV 开度偏差时，IV 再次保持全开状态。

其他信号将用于提供特殊控制和保护动作。而速度调节器的调速杆不足以产生控制这些阀的能量，因此截止阀和带弹簧的伺服电动机组成的速度继电器来放大速度调节器的信号。

图 8.5-6 是 IEEE Committee1991 年提出的汽轮机调速器模型。

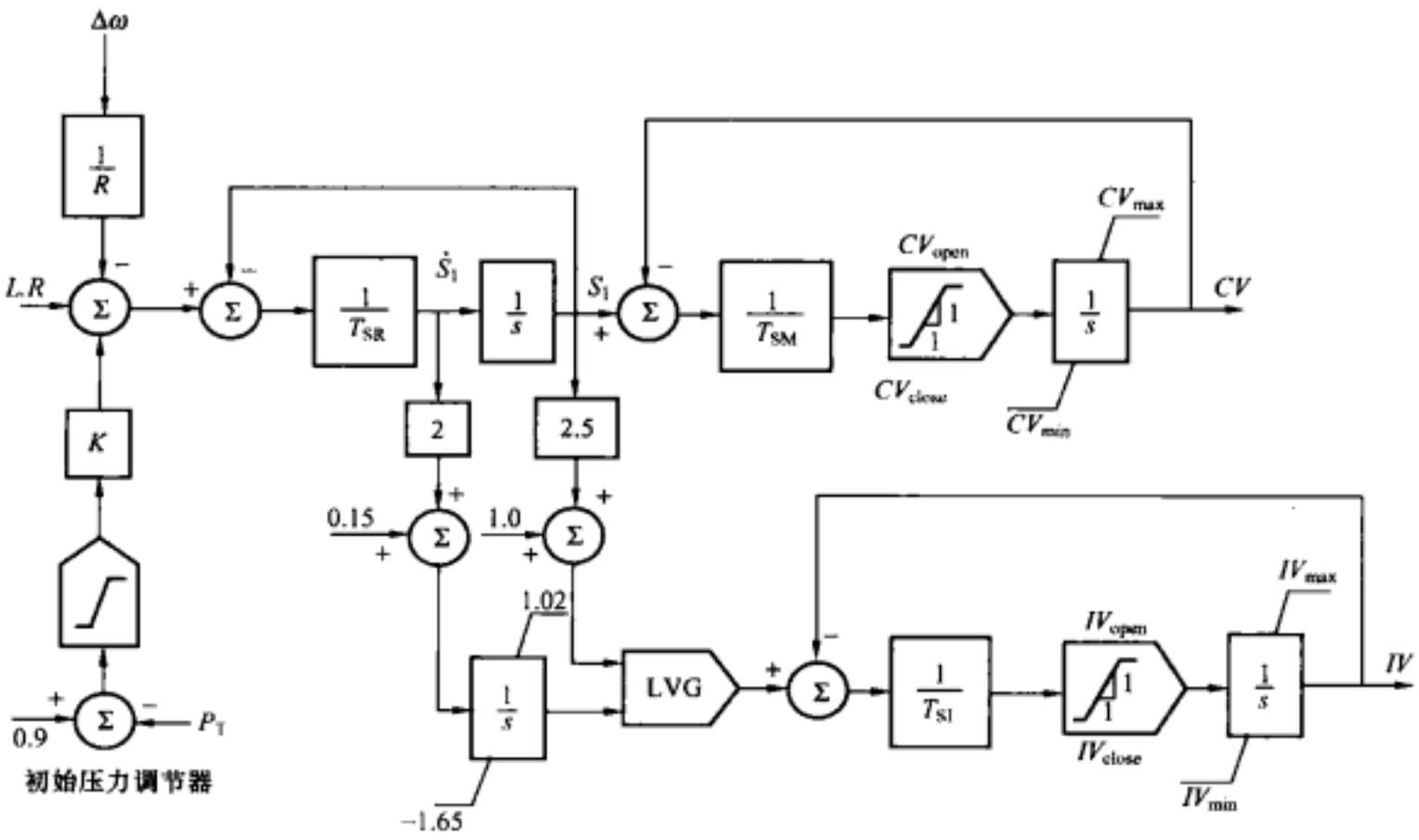


图 8.5-6 IEEE 推荐的 MHC 汽轮机调节系统数学模型(1991 年)

$L.R.$—阀位参考值；$\Delta\omega$—转速偏差；p_T—主蒸汽压力；R—调差系数；T_{SR}—速度继电器时间常数；T_{SM}—控制阀油动机时间常数；CV_{open}—控制阀开启速率限值；CV_{close}—控制阀关闭速率限值；CV_{max}—控制阀位上限值；CV_{min}—控制阀位下限值；T_{SI}—截止阀油动机时间常数；IV_{open}—截止阀开启速率限值；IV_{close}—截止阀位关闭速率限值；IV_{max}—截止阀位上限值；IV_{min}—截止阀位下限值

2.3 水电厂动态模型

本节简要介绍 IEEE Committee1992 年提出的水轮机及其控制系统模型。

2.3.1 水轮机和水轮机控制系统动态模型的基本框图(见图 8.5-7)

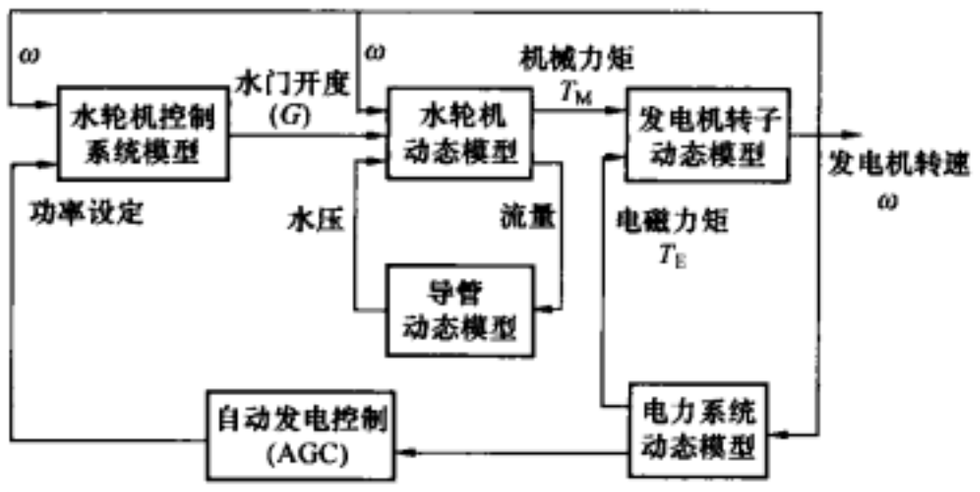


图 8.5-7 水轮机和水轮机控制系统动态模型的基本结构框图

2.3.2 水轮机导管的动态模型

2.3.2.1 单导管水轮机模型

根据以下假设：

(1) 水为不可压缩的液体。

(2) 导管为刚体（不考虑弹性）。

单导管水轮机的模型如图 8.5-8 所示。计算公式如下

$$\frac{dq}{dt} = \frac{1-h-h_1}{T_W}$$

$$T_W = \left(\frac{L}{A}\right)\frac{q_{base}}{h_{base}\,g}$$

$$q = G\sqrt{h}$$

$$P_m = A_t h(q - q_{nl}) - DG\Delta\omega$$

$$h_1 = f_p q^2$$

$$A_t = \frac{\text{水轮机额定功率(MW)}}{\text{发电机额定兆伏安(MVA)}\,h_r(q_r - q_{nl})}$$

式中：q 为导管水流量的标幺值，q_{base} 选为水门全开（$G=1$）时的流量，m^3/s；h 为水轮机入口水头的标幺值，h_{base} 选为导管的静态水头，m；h_1 为水头损失的标幺值；T_W 为水时间常数，s；L 为导管长度，m；A 为导管截面，m^2；g 为重力加速度，m/s^2；P_m 为水轮机功率的标幺值，基准值为发电机的基准兆伏安；q_{nl} 为空载流量的标幺值；A_t 为比例系数，常数；h_r 为额定流量时水轮机入口的水头，标幺值；q_r 为额定负载时的流量，标幺值；f_p 为水头损失系数。

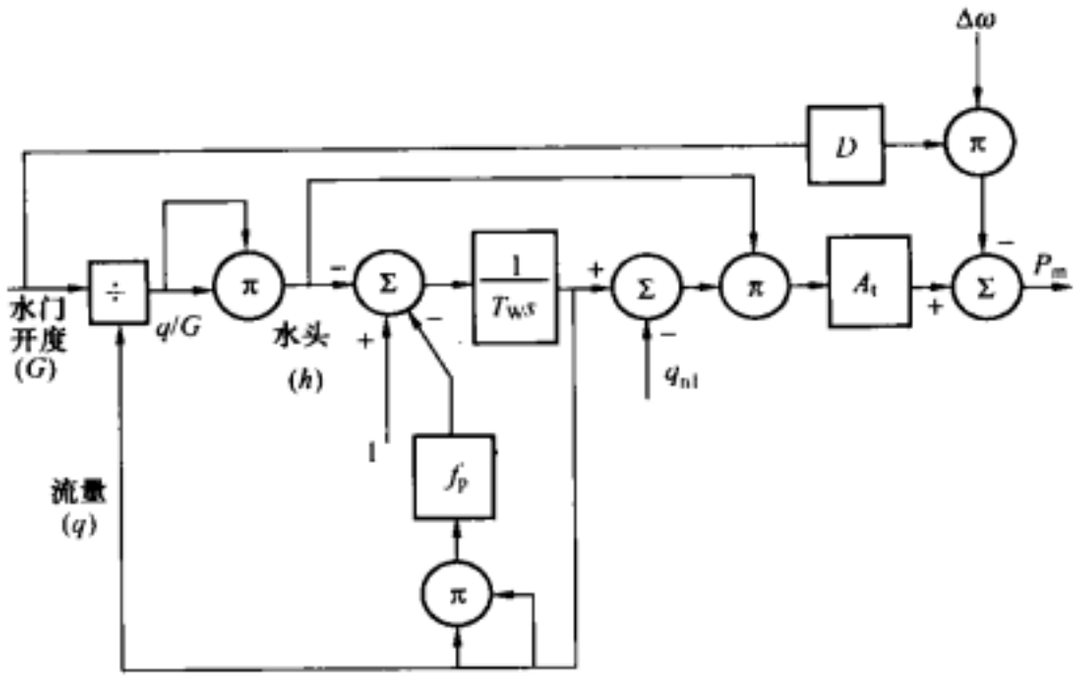


图 8.5-8　单导管的水轮机导管的动态模型框图

2.3.2.2　同隧道多导管水轮机模型

同隧道多导管水轮机结构如图 8.5-9 所示。

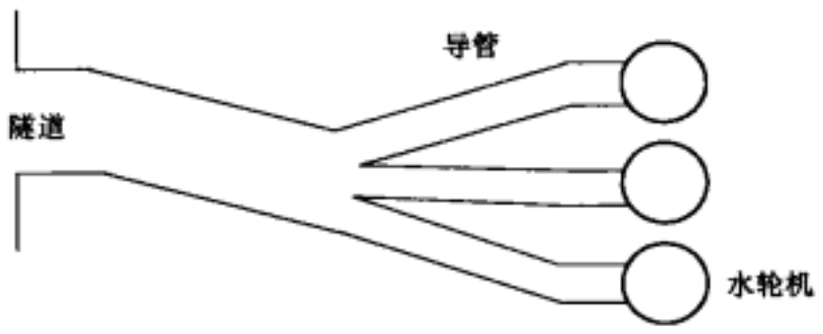


图 8.5-9　同隧道多导管水轮机结构图

同隧道多导管水轮机的模型如图 8.5-10 所示。

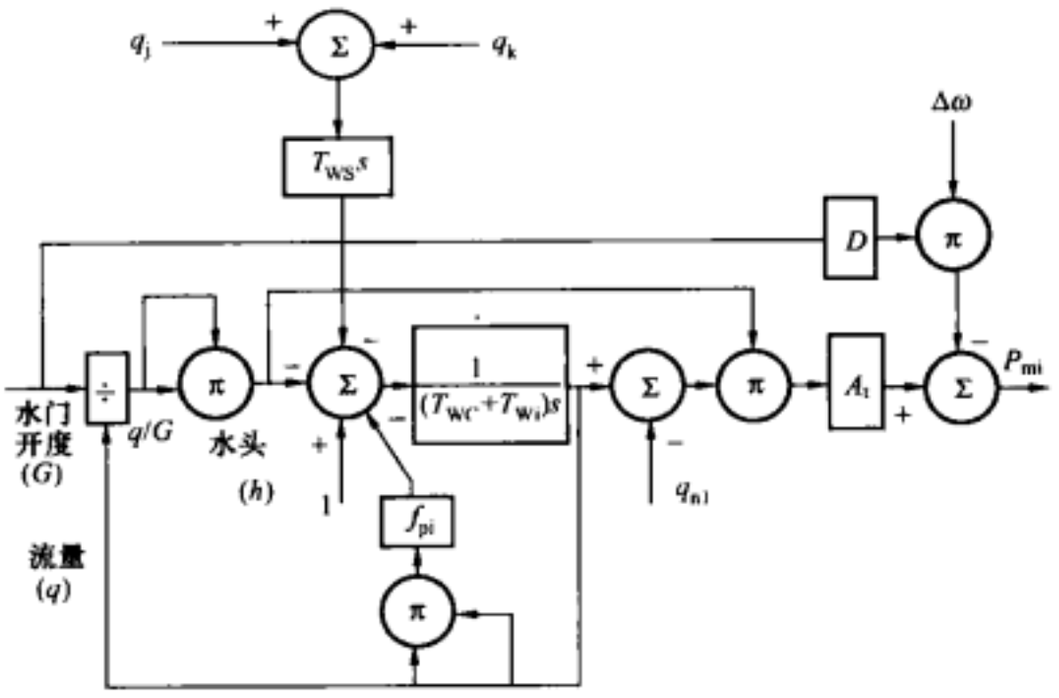


图 8.5-10　同隧道多导管水轮机模型

计算公式为

$$(T_{Wi}+T_{WC})\frac{dq_i}{dt}=(1-h_i)-T_{WC}\frac{d(q_j+q_k)}{dt}-f_{pi}q_i^2-f_{pc}q_c^2$$

式中：T_{WC}为公共隧道水时间常数；T_{Wi}为导管水时间常数；f_{pc}为公共隧道水头损失系数；f_{pi}为导管水头损失系数；q_i为导管水流量；$q_c=\Sigma q_i$为公共隧道的水流量。

2.3.3　水轮机调速器的动态模型

典型调速器模型如图 8.5-11 所示。

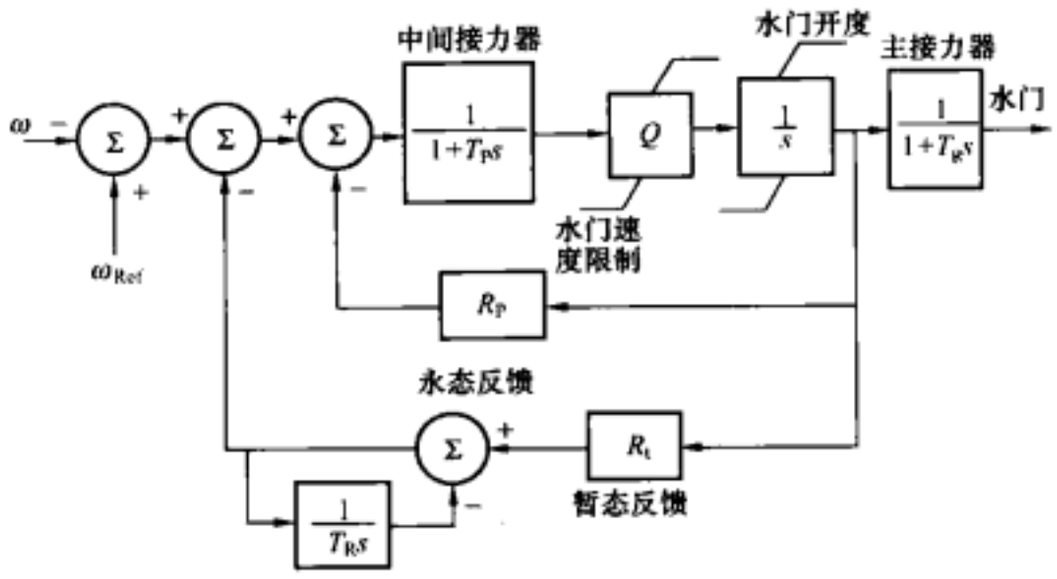


图 8.5-11　典型的水轮机调整器模型

T_P—中间接力器时间常数；Q—中间接力器增益；
T_g—主接力器时间常数；R_P—永态转差系数；
R_t—暂态转差系数；T_R—缓冲时间常数

增强的调速器模型如图 8.5-12 所示。

对于有释放阀门的水轮机，水轮机流量＝（导管流量×水门开度）/（水门开度＋释放阀门开度）。对于有喷嘴偏转器的大水轮机，水轮机流量＝导管流量×min（1，偏转器位置/水门开度）。

2.4　压水反应堆核电站动态模型

压水堆核电站主要由核反应堆、稳压器、蒸汽发生器、汽轮发电机及其附属设备组成。核燃料在反应堆内裂变，放出核能，核能变成热能，由冷却剂带出，经过热线进入蒸汽发生器传递给工作介质，经过预热、蒸发后转为饱和蒸汽去驱动汽轮发电机。图 8.5-13 是压水堆核电站模型的基本结构框图。

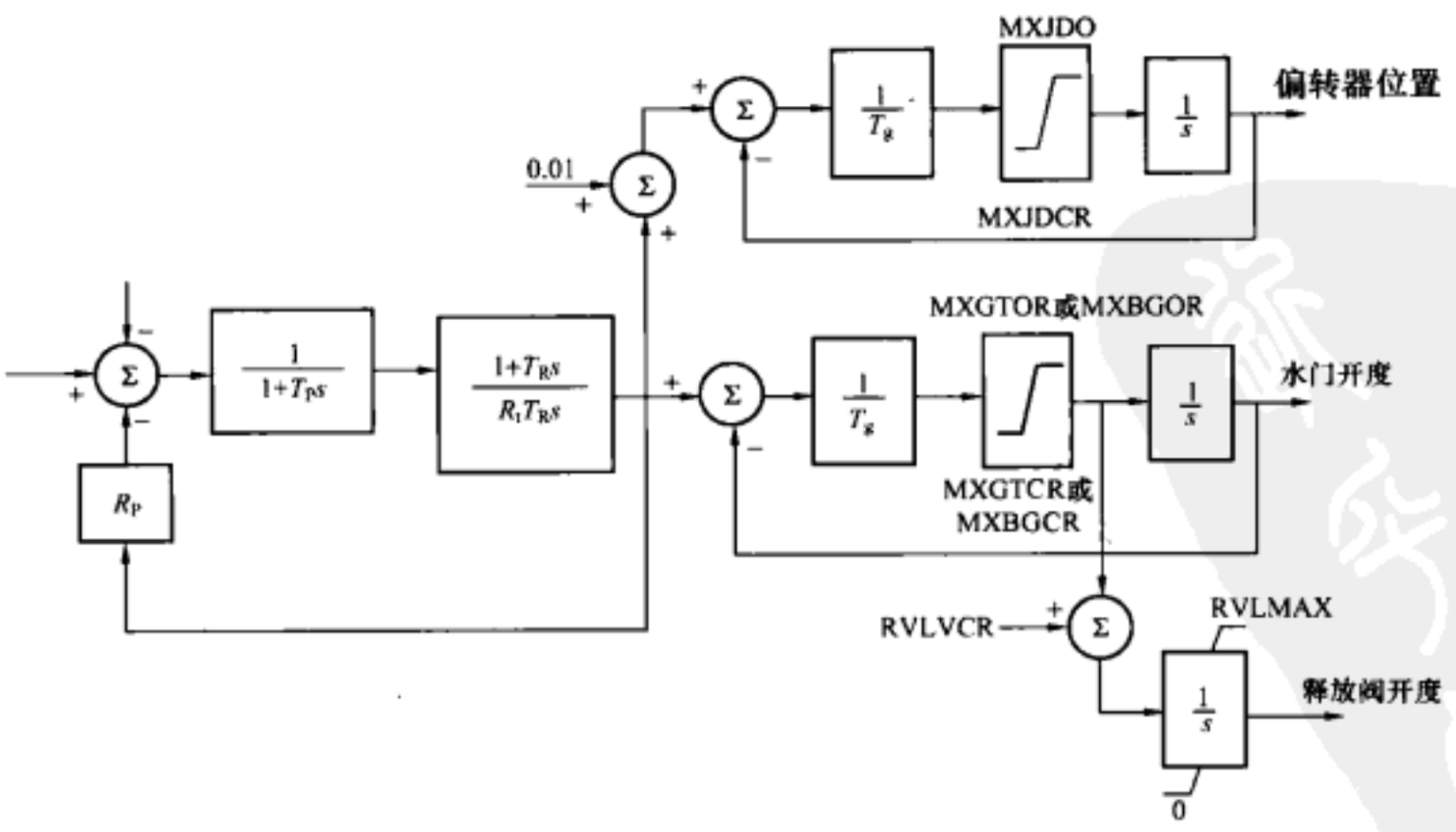


图 8.5-12　增强的水轮机调速器模型

R_P—永态转差系数；R_t—暂态转差系数；T_R—缓冲时间常数；T_P—中间接力器时间常数；T_g—主接力器时间常数；MXGTOR—水门最大开启速度；MXGTCR—水门最大关闭速度；MXBGOR—缓冲水门最大开启速度；MXBGCR—缓冲水门最大关闭速度；RVLVCR—释放阀关闭速度；RVLMAX—释放阀最大开度；MXJDOR—喷嘴偏转器最大开启速度；MXJDCR—喷嘴偏转器最大关闭速度

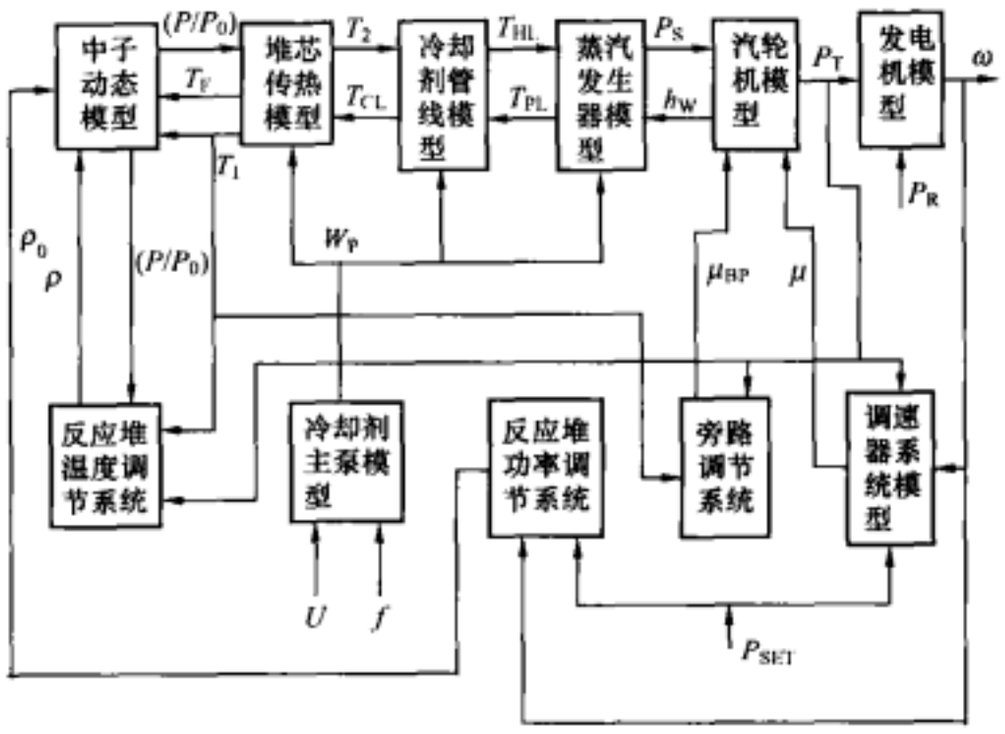


图 8.5-13 压水堆核电站基本框图

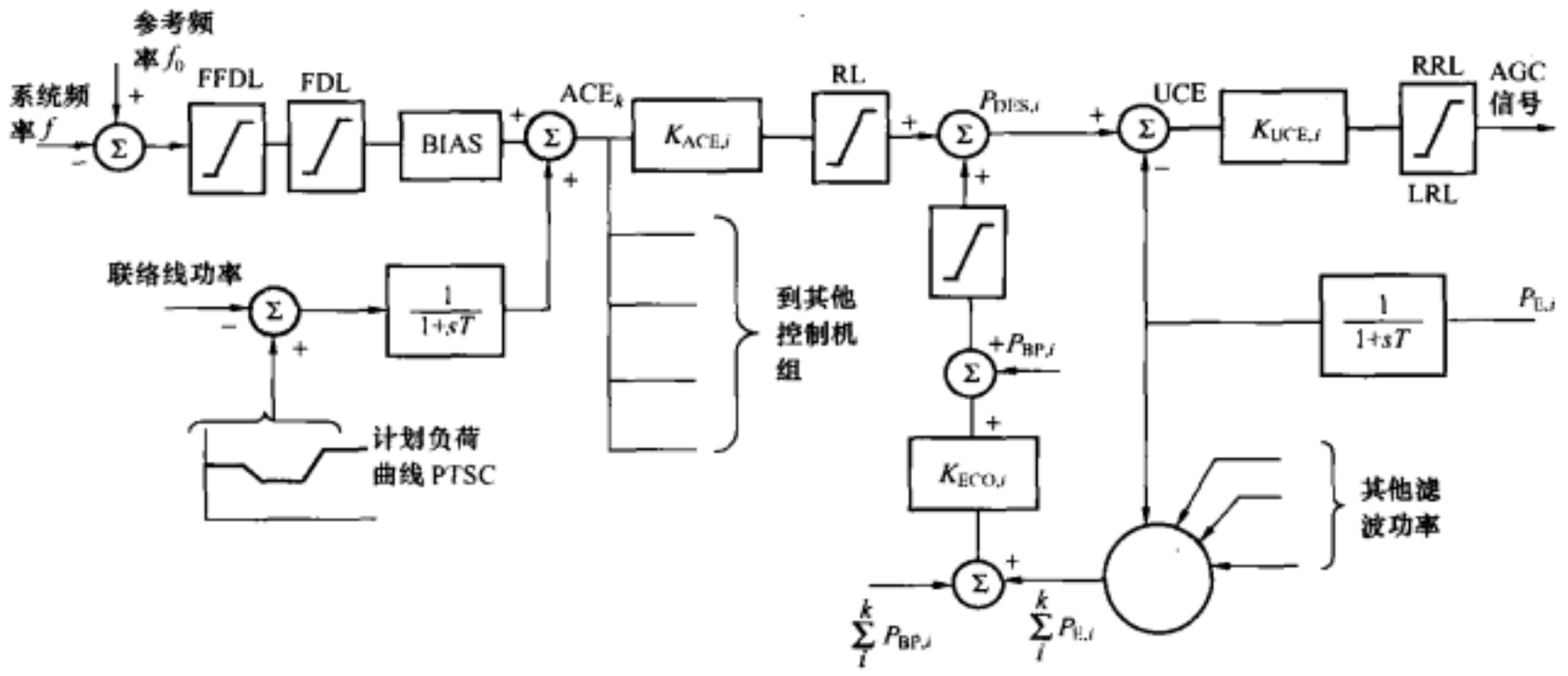


图 8.5-14 AGC 数学模型框图

FFDL—频差变化速率限制；FDL—频差限制；BIAS—偏差因子；T—功率测量时间常数；$K_{ACE,i}$—第 i 台机组的功率误差控制增益；RL—偏差限制；$P_{DES,i}$—第 i 台机组的功率期望值；$P_{BP,i}$—第 i 台机组的基准功率；$P_{E,i}$—第 i 台机组的电磁功率；$K_{ECO,i}$—第 i 台机组的经济分配因子；$K_{UCE,i}$—第 i 台机组的控制量增益；RRL、LRL—AGC 信号限值

对于多个区域的互联，联络线的交换功率为该区域边界上所有联络线测量功率的总和。ACE 信号乘以一分配因子 K_{ACE}，分配到各受控机组，其中各调节机组的调节范围受调节限幅环节限制。

每台 AGC 受控机组按一指定的基准功率 P_{Bi} 进行运行，P_{Bi} 的初始值为程序计算所得的发电机初始功率。区域内各台机组的基准功率之和与各台受控机组所测得的功率之和相比较，其差值称为经济误差（Economic Error）。该经济误差信号乘以一经济分配因子 $K_{ECO,i}$ 后，再加上基准功率 P_{Bi}，通过一经济限幅环节与 ACE 信号相加得到受控机组的期望功率 $P_{DES,i}$。其中，区域所有参与二次调节机组的经济分配因子之和应为 1。

各受控机组的最终功率要求信号 P_{AGC} 由三部分组成，其公式如下

$$P_{AGC} = P_{E,i} + K_{ACE,i} \times ACE + P_{ECO} \quad (8.5\text{-}2)$$

式中：$P_{E,i}$ 为发电机实际功率；$K_{ACE,i} \times ACE$ 为联络线频率控制信号；P_{ECO} 为区域分配的经济误差功率。

P_{AGC} 信号将送至各受控机组。

2.5 自动发电控制（AGC）模型

图 8.5-14 所示为 AGC 常规算法的数学模型，可以实现联络线功率—频率控制和经济调度算法。

AGC 的输入量有：本区域的母线频率、联络线的交换功率、各调节机组的功率。

联络线的功率偏差量与频率偏差量乘以偏差因子 BIASK 后的值相加得到该区域的功率误差控制信号 ACE。ACE 信号在控制过程中有以下两种功能：

（1）由区域频率变化引起的功率偏差量及联络线的功率偏差量之和能判断功率增加或减少发生的区域，即功率不平衡发生的区域。

（2）通过修改 ACE 控制信号，调节受控机组的功率，使发电量和负荷量重新恢复平衡，频率恢复到正常值，联络线功率恢复到初始设定值。

2.6 发电厂励磁限制模型

2.6.1 过励磁限制模型

在系统电压长期过低，AVR 作用于增励或 AVR 故障等发生后，发电机将出现过励磁现象，导致发电机转子的发热量增加。发生过励磁后，为保护转子，过励磁装置会限制励磁电流，严重情况下还将切除发电机组。

这里介绍两种过励磁模型：①中国电力科学研究院励磁专家根据长期的工程实践提出的一种实用模型（OELCEPRI）；②IEEE 励磁限制工作组提出的一种模型（OELIEEE）。两者的说明分别如下：

2.6.1.1 OELCEPRI 模型

模型框图见图 8.5-15。OELCEPRI 模型的输入电气量有两种：

（1）发电机转子电流——只用于有刷励磁系统。

（2）交流励磁机励磁电流——无刷励磁系统必须用，有

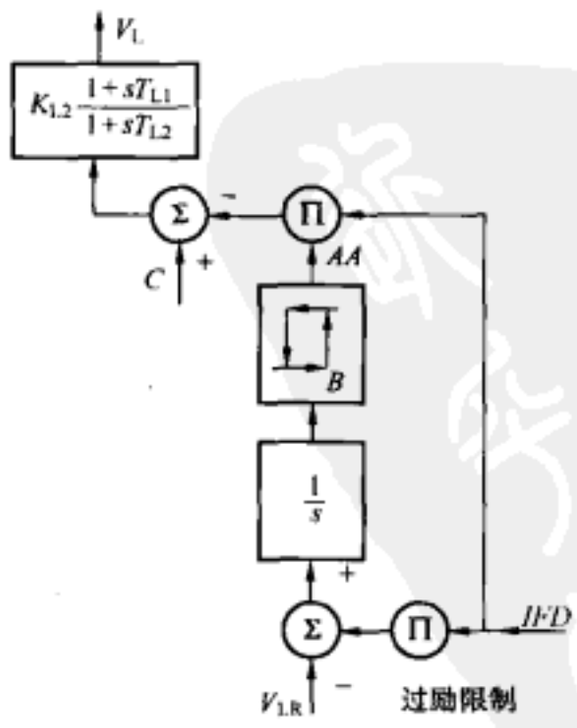


图 8.5-15 过励磁模型（OELCEPRI）

IFD—发电机磁场电流；V_{LR}—发电机磁场长期容许电流的平方值；B—发热量；C—过励恢复系数；K_{L2}—过励限制回路增益；T_{L1}—过励限制回路超前时间常数；T_{L2}—过励限制回路滞后时间常数；V_L—过励输出值

刷励磁系统也可以用。

模型的输出用于限制调节器输出电压，从而达到限制发电机转子电流的目的。在实际装置中，不能直接限制转子电流或电压，而在程序中模拟时可以直接限制转子电流和电压。

模型判断是否过励磁的原则是等效发热反时限特性，由输入的两点（过励时间和过励电流）确定限制曲线。

判定过励的过程和原则如下：

（1）过励过程可能是一种近似恒定的过励过程。例如，调节器故障引起过励，有可能是这种过程。过渡过程结束后，发电机励磁电流 I_{FD}（或 I_{FFD}）为固定值。

（2）过励也可能是一种逐步发生、逐步增大过励值的慢过程。例如，系统电压逐步下降，可以引发电机的励磁电流 I_{FD} 从小于 $I_{FD\infty}$ 到等于 $I_{FD\infty}$，再大于 $I_{FD\infty}$。过励值也在不断变化。

因此，一般不用计算过励时间的方法来判别过励是否还允许，而是累积计算发热量 $B=\int(I_{FD}^2-I_{FD\infty}^2)\mathrm{d}t$（其中的 $I_{FD\infty}$ 是长期运行允许的励磁电流）是否达到允许值 B_0 的方法来确定是否应该进行限制，即 $B=B_0$ 时限制器动作。

限制器动作后，应保持发电机转子电流小于 $I_{FD\infty}$，以便把过励过程中产生的过多的热量释放出去。一般取 0.90～0.95$I_{FD\infty}$。

当限制器不能有效地限制 I_{FD} 时，则应由过励保护动作，把发电机切除，以保证机组安全。因此，在 $B>B_0$ 后，要进行计时，经 T 秒后，I_{FD} 应小于 $I_{FD\infty}$，B 应小于 B_0，且不断减少，否则应切机。

有四种状态：

（1）$B=0, I_{FD}\leqslant I_{FD\infty}$，过去未发生过励，无过热积累，当前也不过励。

（2）$B=0, I_{FD}>I_{FD\infty}$，过去未发生过励，无过热积累，当前发生过过励，应进行过热积累计算 $B=\int(I_{FD}^2-A)\mathrm{d}t$。

（3）$B>0, I_{FD}>I_{FD\infty}$，过去发生过过励，有过热积累，当前也在过励，应进行过热积累计算 $B=\int(I_{FD}^2-A)\mathrm{d}t$。

（4）$B>0, I_{FD}\leqslant I_{FD\infty}$，过去发生过过励，有过热积累，当前不再过励（限制器动作后或系统电压水平恢复后），也应进行积累计算 $B=\int(I_{FD}^2-A)\mathrm{d}t$。此时向反方向积累，是释放过程，这一计算直到 $B\leqslant 0$ 为止。当 $B\leqslant 0$ 时，令 $B=0$。

过励的判别与动作过程如下：

（1）第一次发生过励，就进行发热积累计算。

（2）当发热积累超过给定值，$B\geqslant B_0$ 时，发出限制信号，并使调节器输出电压限制在与（0.90～0.95）$I_{FD\infty}$ 相对应的水平上。同时进行计时，$T=T+\Delta t$。

（3）限制器动作正常，经过一定时间（1～2s），I_{FD} 将小于 $I_{FD\infty}$。此时仍有 $B>0$，还需进行反向（释放）发热积累计算，直到 $B\leqslant 0$ 为止。

（4）如果限制器动作不正常，$T>T_0$ 后，仍不能使 $B<B_0$、$I_{FD}<I_{FD\infty}$，则切机。

（5）限制器动作正常时，虽然可有 $I_{FD}<I_{FD\infty}$，但是，若由系统电压过低引起过励，有可能导致定子过流或发电机失步、也可能因此而切机。

2.6.1.2　OELIEEE 模型

模型的框图见图 8.5-16。和 OELCEPRI 模型类似，它可以和全过程动态仿真程序中的新励磁模型卡（FM～FV）相配合使用。

模型的输入是励磁电流 I_{fd}、励磁电压 E_{fd} 或励磁机励磁电压 V_{FE} 三者中的一种。如果以上的输入大于设定值 I_{TFPU}，则启动模型的延时单元。经过一定的时间后，如果可变参考点 I_{ref} 的值小于模型的输入值（$I_{err}<0$），则启动模型的输出部分进行励磁输出限制 Output，从而达到过励磁限制的作用。

延时单元由两个比较环节、两个积分环节和三个开关构成。积分单元模拟延时功能，不同的开关位置可以表示反时限和定时限两种方式。

如果输入大于设置值 I_{TFPU}，则时间定时器 1（第一个积分环节）开始积分。如果开关 1（SW1）的位置在图 8.5-16 中位置“A”，则积分速度与输入偏差成正比（反时限功能）；如果开关 1（SW1）的位置在图 8.5-16 中位置“B”，则以固定速率积分（定时限功能）。

如果时间定时器 1 的输出 T_{lim} 大于设定值 TFCL，则启动另一个时间定时器（第二个积分环节）。类似地，开关 2 和开关 3 的不同位置分别实现了定时限和反时限功能。

如果可变的参考点 I_{ref} 小于输入的励磁电流 I_{fd}，则 I_{err} 小于 0，模型输出为一负值，进行过励磁限制。额定运行状态下，模型的输出是一个大的正数。

框图中的上下限幅 I_{inst} 和 I_{lim} 的典型值可取 1.6 和 1.05。励磁电流 I_{fd} 输入（或其他两个输入，下同）在额定值及以下时，限制器的参考点 I_{ref} 的值等于 I_{inst}，其含义是：当励磁电流 I_{fd} 达到其额定值的 1.6 倍时，可以不经过延时单元，瞬时进行输出限制励磁。

当系统发生短路等故障时，在暂态过程中的初始阶段，为维持机端电压处于较高水平，励磁系统在瞬时会产生很大的励磁电流，此时，过励磁装置一般不应限制励磁电流。模型中含有最大励磁电流参数 I_{max} 和延时时间参数 T_{en} 的环节用以描述这一现象。

模型还可以接受来自电力系统稳定器（PSS）模型的输入 V_f。

2.6.2　低励磁限制模型

低励一般是由于系统电压升高或励磁调节器 AVR 故障引起。发电机发生低励后，会吸收大量的无功，如果不进行限制，会导致发电机因超出其稳定运行极限或定子发热极限而引起切机操作。

低励限制装置的原理通常为：根据发电机出口的电压和

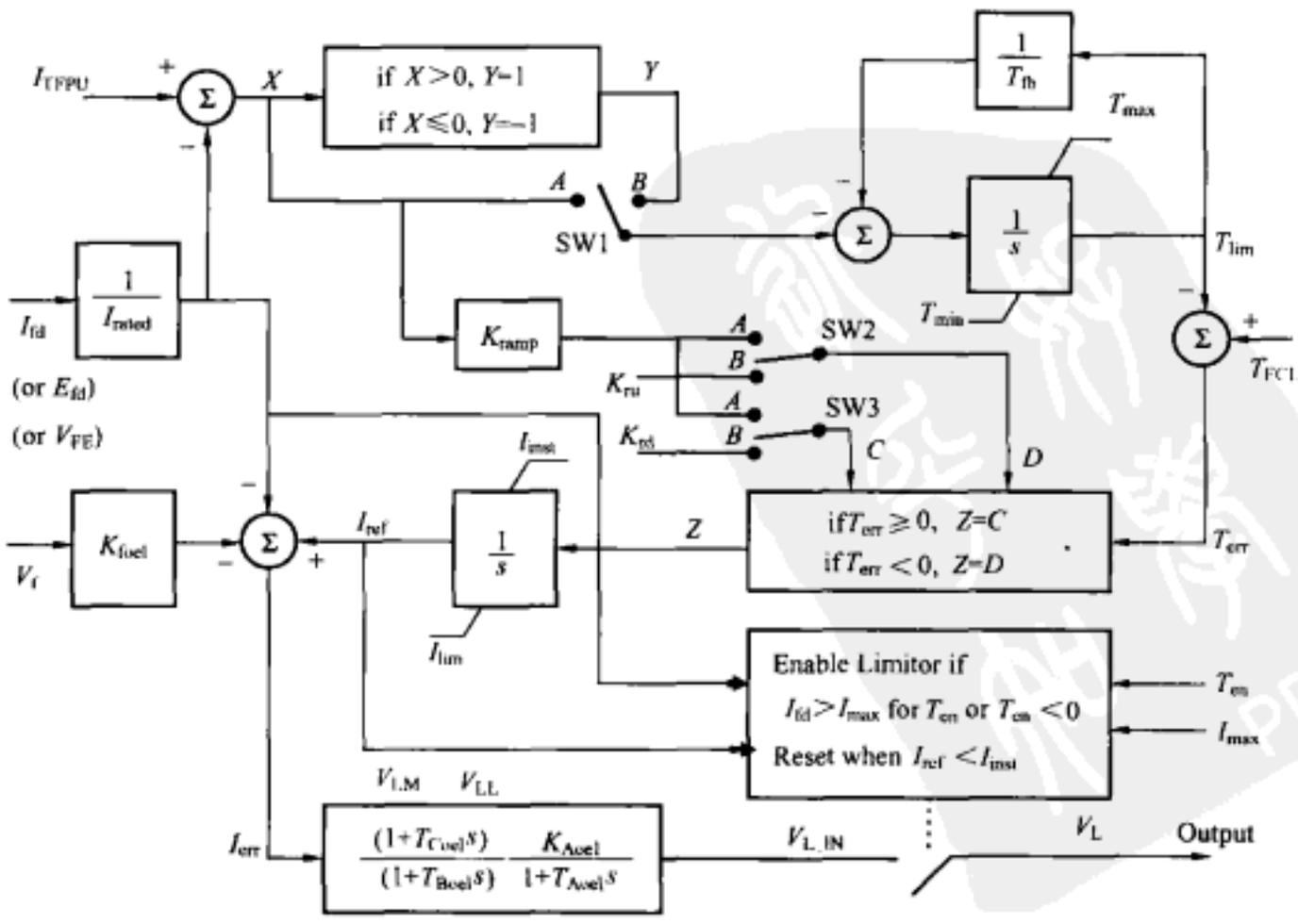


图 8.5-16　过励磁模型（OELIEEE）

电流（或有功功率 P 和无功功率 Q）确定当前发电机的运行点。如果运行点超出发电机的低励动作限制范围，则发出限制励磁电流的信号给励磁控制系统，给发电机增加励磁。低励限制动作范围可以使用发电机 P—Q 平面上的一个圆周或直线表示，即由发电机的有功功率和无功功率决定的一条分界线。越过分界线，发出低励限制信号。

图 8.5-17 和图 8.5-18 是 IEEE 励磁限制工作组 1995 年提出的一种低励磁限制模型。模型的输入信号是发电机机端的交流电压 $\dot{U}_T$ 和电流 $\dot{I}_T$、电力系统稳定器（PSS）的信号 V_F。V_{UR} 描述动作圆的半径，V_{UC} 描述发电机的运行点。发电机吸收的无功功率增加或发出的有功功率增加时，V_{UC} 增加。当 $V_{UC}>V_{UR}$ 时，运行点将超出低励动作分界线时，输出低励限制信号。V_F 的作用是增强阻尼，稳定发电机的输出。

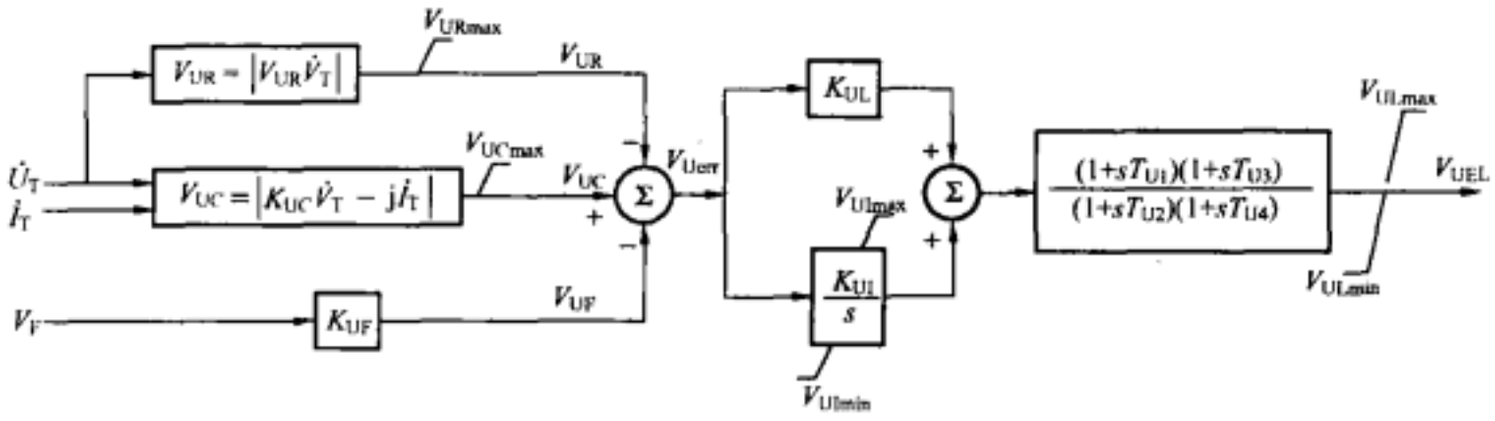


图 8.5-17 低励磁限制模型

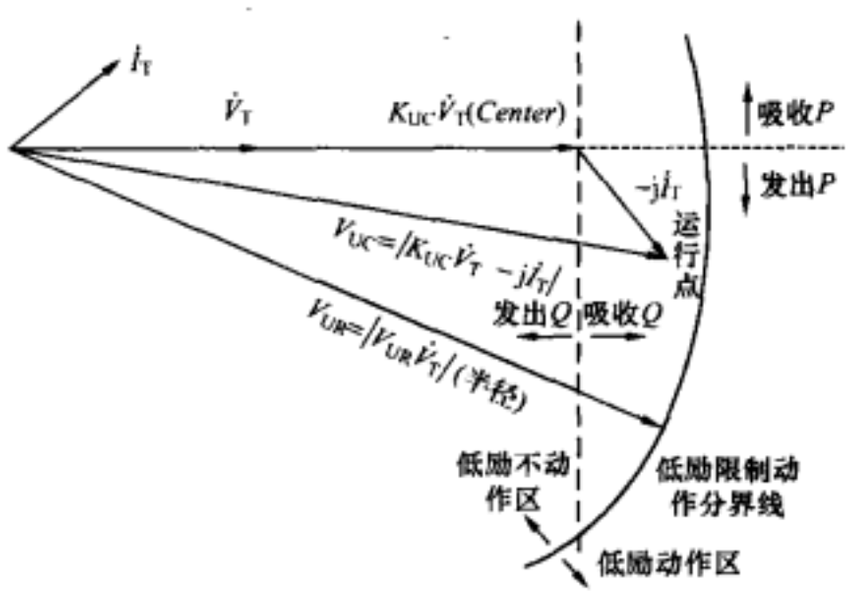


图 8.5-18 低励限制特性

2.7 变压器分接头自动调整模型

图 8.5-19 表示一种带负荷调压变压器模型。有载调压变压器的可调分接头在高压侧。

测量环节测量负荷侧的电压 U_2、电流 I_2，经过计算得到补偿电压

$$U_{2m}=|(U_{2x}+jU_{2y})-(I_{2x}+jI_{2y})(R_c+jX_c)|$$

电压调节器的测量环节还包含一个可调整的类似于“磁滞回环”的动作特性的死区继电器，输入到调节器上的是电压偏差

$$\Delta U=U_{2ref}-U_{2m}$$

“磁滞回环”的边界

$$E_1=E_2+ERR$$

测量环节的输出是 e，其值为 0、1 或者 −1：当 ΔU 在 $-E_2$ 和 E_2 之间时，输出为 0；当 ΔU 小于 $-E_1$ 时输出为 −1；当 ΔU 大于 E_1 时输出为 1；由 E_2 增加到 E_1 过程中，输出为 0；由 E_1 减小到 E_2 过程中，输出为 1；由 $-E_2$ 减小到 $-E_1$ 过程中，输出为 0；由 $-E_1$ 增加到 $-E_2$ 过程中，输出为 −1。

延迟环节用于避免由暂态电压变化引起的不必要的分接头调整，因而在分接头变化之前引入一个所需的时延。当 e 为 1 的持续时间超过 T_d 时，延迟环节输出 $b=1$；当 e 为 −1 的持续时间超过 T_d 时，延迟环节输出为 $b=-1$；正常情况下输出 $b=0$。延时 T_d 的取值分两种情况，第一次启动分接头调整时，延时时间为 T_{d0}，T_{d0} 的取值可以固定，也可以具有反时限特性；第一次调整后，如果电压仍然符合动作条件，装置将再次动作，第二次及以后的动作延迟时间为 T_{d1}。

电动机驱动和分接头调节机构动作的时间可用延时 T_m 表示，电动调节环节的输出 Δn 为分接头位置的增量变化，经过第 i 次调节，分接头位置为

$$n_i=n_{i-1}+\Delta n$$

分接头位置的变化反映到变压器模型，是变压器变比的变化，经过第 i 次操作后变压器变比为

$$\alpha_i=\alpha_{i-1}+n\Delta\alpha$$

变压器变比限定在最大值（α_{max}）和最小值（α_{min}）之间。有载调压变压器分接头动作特性还有闭锁功能，用以避免在很短的系统故障期间内由于较低的系统电压而引起的分接头启动。

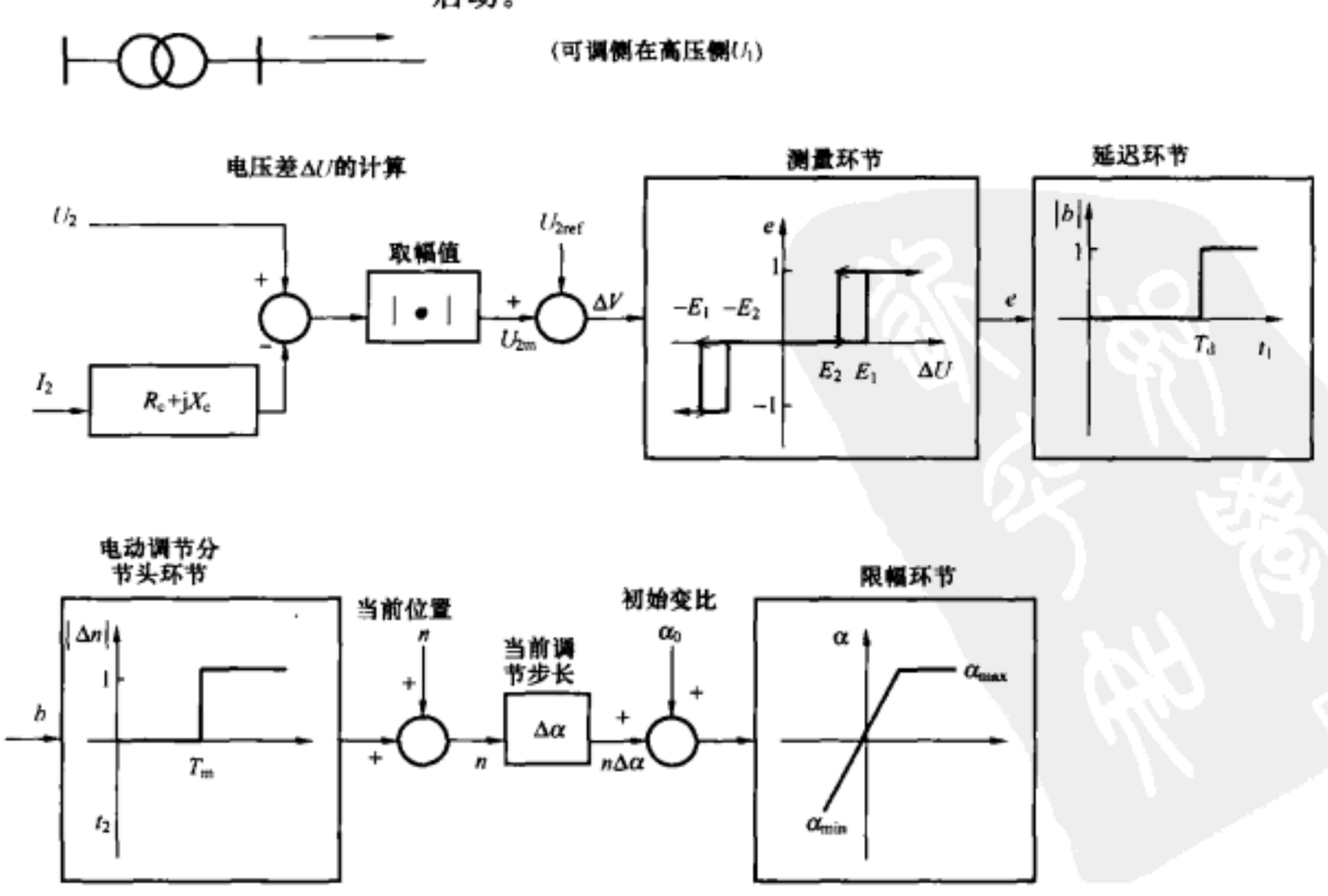


图 8.5-19 变压器分接头自动调整模型

3　电力系统长期动态过程的仿真算法

3.1　电力系统全过程仿真

电力系统的动态过程可以分为三部分：暂态过程、中期动态过程、长期动态过程。一般暂态过程持续 0～10s，中期过程持续 10s 至几分钟，而长过程则可持续几分钟至十几分钟，甚至数小时。电力系统长过程仿真应将三者结合起来统一考虑，研究开发适合模拟电力系统全过程动态特性的仿真算法，开发电力系统全过程动态仿真软件。

与电力系统机电暂态仿真一样，电力系统全过程动态仿真也是联立求解描述系统动态元件的微分方程组和描述系统网络特性的代数方程组，以获得电力系统全过程动态过程的时域解。但是，电力系统全过程动态过程中各元件动态响应时间常数差别很大，从几十毫秒到 100s 以上，是典型的刚性系统，需要采用隐式积分算法。为避免计算时间过长，还必须采用自动变步长计算技术。

3.2　刚性系统求解方法的基本问题

考虑一般线性常系数系统

$$\boldsymbol{y}' = \boldsymbol{A}\boldsymbol{y} + \varphi(t) \tag{8.5-3}$$

定义线性系统式（8.5-3）称为刚性的，需要矩阵 $\boldsymbol{A}$ 的特征值 λ_i 满足以下条件：

（1）矩阵 $\boldsymbol{A}$ 至少有一个特征值，其实部是模很大的负数。

（2）矩阵 $\boldsymbol{A}$ 的所有特征值的实部不是很大的正数。

（3）对应于具有最大负实部的特征值的解分量变化是缓慢的。

对于非线性系统 $\boldsymbol{y}' = \boldsymbol{f}(t,y), t \in [0,T]$，可用雅可比矩阵 $\dfrac{\partial \boldsymbol{f}}{\partial \boldsymbol{y}}$ 的特征值 $\lambda_i (i = 1,2,\cdots,m)$ 进行分析。

刚性性质是系统本身的性质，其实质是：求解慢变化的解，但存在快速衰减的扰动，这种扰动使得慢变解的计算复杂化。当数值积分这样一个系统时，一旦快变分量消失时，希望选取步长 h 适合于积分慢变分量。

为了进一步说明刚性系统求解的实质和使用传统数值积分方法求解这类问题遇到的困难，可以通过下面的例子进行分析。考虑求解方程

$$y'(t) = \lambda[y(t) - F(t)] + F'(t), y(0) = y_0, t \in [0,T] \tag{8.5-4}$$

其中 $\lambda \ll 0$，$F(t)$ 是 t 的慢变函数。精确解 $y(t)$ 为

$$y(t) = F(t) + \mathrm{e}^{\lambda t}[y_0 - F(0)] \tag{8.5-5}$$

或者

$$Y(t+h) = F(t+h) + \mathrm{e}^{\lambda t}[y(t) - F(t)] \tag{8.5-6}$$

其中 h 是步长。因为 $\lambda \ll 0$，显然，在一个非常短的时间之后，即暂态阶段之后，刚性解分量 $\mathrm{e}^{\lambda t}[y_0 - F(0)]$ 就不再在解中出现。这就意味着慢变化函数 $F(t)$ 在大部分积分区间 $[0,T]$ 上支配着要计算的解。解 $y(t)$ 的第二个表达式，说明在任何时刻 t 对慢变解 $F(t)$ 的扰动将迅速的衰减。

微分方程（8.5-4）本身的特点是：当 $\lambda \gg 0$ 时，对各种初值 y_0，问题都是不稳定的，即系统是不稳定的。若 $\lambda \approx 0$，即 λ 的值非常小时，解的曲线几乎是并行线。当初始值有误差，到终点几乎还是那个误差。这类问题传统的 Runge-Kutta 方法和线性多步方法都能很好地解决。若 $\lambda \ll 0$ 即 λ 具有绝对值大的负值，解的曲线迅速收敛，不管 y_0 是什么值，经过一个暂态阶段后，解的曲线将成为特解 $F(t)$。这种问题使用传统的数值积分方法却会遇到困难。

考虑显式 Euler 方法

$$y_{n+1} = y_n + hy'_n \tag{8.5-7}$$

应用于式（8.5-4），得到

$$y_{n+1} = (1+h\lambda)[y_n - F(t_n)] + F(t_n) + hF'(t_n) \tag{8.5-8}$$

其中差 $y_n - F(t_n)$ 可以看成是在 t_n 时刻对解 $F(t)$ 的一个扰动。当 $|1+h\lambda| > 1$ 时，这个扰动将被放大，计算将出现数值不稳定。只有当 $|1+h\lambda| < 1$ 时，即 $-2 < h\lambda < 0$ 时，这个扰动才衰减。这时当 $\lambda \ll 0$ 时，即问题是刚性时，显式 Euler 方法将要求在整个积分区间都使用小步长。许多传统的显式方法一般都按照最小时间常数来选取步长，即使这些时间常数所对应的解可以忽略。这是因为多数显式方法求解方程 $\boldsymbol{y}' = \boldsymbol{f}(t,y)$ 时，仅当 $h \parallel \dfrac{\partial \boldsymbol{f}}{\partial \boldsymbol{y}} \parallel$ 充分小时才是稳定的。故对刚性系统进行数值积分时，为了保证数值方法的稳定性，显式方法使用的步长常常与所要求的精确无关。

如果考虑隐式 Euler 方法

$$y_{n+1} = y_n + hy'_{n+1} \tag{8.5-9}$$

应用于式（8.5-4），得到

$$y_{n+1} = (1+h\lambda)^{-1}[y_n - F(t_n)] + (1-h\lambda)^{-1} \times [F(t_n) + hF'(t_{n+1}) - h\lambda F(t_{n+1})] \tag{8.5-10}$$

当 $h\lambda \ll 0$ 时，这个数值积分方法可以迅速地将扰动 $[y_n - F(t_n)]$ 衰减。由于假设 $F(t)$ 是光滑的慢变函数，所以式（8.5-10）中 $F(t_n) + hF'(t_{n+1})$ 可以用 $F(t_{n+1})$ 近似，于是有 $(1-h\lambda)^{-1}[F(t_n) + hF'(t_{n+1}) - h\lambda F(t_{n+1})] = F(t_{n+1})$。因而，对于任意的 $h > 0$，当 $\lambda \to -\infty$ 时，$y_{n+1} \to F(t_{n+1})$。这时的数值积分过程可以根据精度要求选取步长。

因此，求解刚性问题的数值方法的基本问题是其数值稳定性问题。用绝对稳定域有限的数值方法求刚性方程数值解，由于对步长 h 的限制，导致计算步长数很大，为减少计算步数，应选择对步长 h 无限制的方法。

3.3　全过程仿真的数值解法——Gear 方法

Gear 方法是满足刚性稳定性的多步法，十分适用于刚性系统的仿真。Gear 法的一般形式为

$$y_{n+k} = \sum_{i=0}^{k-1} \alpha_i y_{n+i} + h\beta_k f_{n+k} \tag{8.5-11}$$

其中，$\alpha_i (i = 0,1,2\cdots,k-1)$ 和 β_k 是待定的 $k+1$ 个常系数。Gear 方法确定的系数见表 8.5-2。

表 8.5-2　　1～6 阶 Gear 公式

k	公　式	C_{k+1}	C^*_{k+1}
1	$y_{n+1} = y_n + hf_{n+1}$	$-\frac{1}{2}$	$\frac{1}{2}$
2	$y_{n+2} = \frac{3}{4}y_{n+1} - \frac{1}{3}y_n + \frac{2}{3}hf_{n+2}$	$-\frac{2}{9}$	$\frac{1}{3}$
3	$y_{n+3} = \frac{18}{11}y_{n+2} - \frac{9}{11}y_{n+1} + \frac{2}{11}y_n + \frac{6}{11}hf_{n+3}$	$-\frac{3}{22}$	$\frac{1}{4}$
4	$y_{n+4} = \frac{48}{25}y_{n+3} - \frac{36}{25}y_{n+2} + \frac{16}{25}y_{n+1} - \frac{3}{25}y_n + \frac{12}{25}hf_{n+4}$	$-\frac{12}{125}$	$\frac{1}{5}$

续表

k	公 式	C_{k+1}	C_{k+1}^*
5	$y_{n+5}=\frac{300}{137}y_{n+4}-\frac{300}{137}y_{n+3}+\frac{200}{137}y_{n+2}-\frac{75}{137}y_{n+1}+\frac{12}{137}y_n+\frac{60}{137}hf_{n+5}$	$-\frac{10}{137}$	$\frac{1}{6}$
6	$y_{n+6}=\frac{360}{147}y_{n+5}-\frac{150}{147}y_{n+4}+\frac{400}{147}y_{n+3}-\frac{225}{147}y_{n+2}+\frac{72}{147}y_{n+1}-\frac{10}{147}y_n+\frac{60}{147}hf_{n+6}$	$-\frac{60}{1029}$	$\frac{1}{7}$

注 表中的 C_{k+1}、C_{k+1}^* 为用于计算截断误差的系数。

Gear 公式（8.5-11）一般是一个非线性隐式方程，需要采用迭代方法求解。

3.3.1 简单迭代法

求解隐式方程通常采用预估—校正法，先用一个显式公式预估 y_{n+k} 的值。一般可以将这种预估公式的形式取为

$$\boldsymbol{y}_{n+k}=\sum_{i=0}^{k-1}\alpha_i^*\,\boldsymbol{y}_{n+i}+h\beta_{k-1}^*\boldsymbol{f}_{n+k-1} \tag{8.5-12}$$

选取其中的系数 α_i^*（$i=0,1,2,\cdots,k-1$）和 β_{k-1}^*，使得式（8.5-12）的精度阶 p 也是 k。基本思想是，用公式（3.3-2）作为预估求出 y_{n+k} 的预估值 $y_{n+k}^{(0)}$，并代入式（8.5-11），求出满足非线性方程组

$$\boldsymbol{y}_{n+k}=\sum_{i=0}^{k-1}\alpha_i\boldsymbol{y}_{n+i}+h\beta_k\boldsymbol{f}_{n+k}(t_{n+k},y_{n+k}) \tag{8.5-13}$$

的解 $\boldsymbol{y}_{n+k}$。如果求解的问题是非刚性系统，可以使用简单迭代法求解式（8.5-13），即

$$\boldsymbol{y}_{n+k}^{(m+1)}=\sum_{i=0}^{k-1}\alpha_i y_{n+i}+h\beta_k\boldsymbol{f}_{n+k}(t_{n+k},y_{n+k}^{(m)}) \tag{8.5-14}$$

其中，$\boldsymbol{y}_{n+k}^{(0)}$ 有式（8.5-12）给出。为了保证迭代收敛，要求

$$\left\| h\beta_k\frac{\partial \boldsymbol{f}}{\partial \boldsymbol{y}}\right\|<1 \tag{8.5-15}$$

如果求解的问题是刚性系统，雅可比矩阵 $\frac{\partial \boldsymbol{f}}{\partial \boldsymbol{y}}$ 的模很大。因此，积分步长 h 除受到积分方法的计算稳定性的限制外，步长 h 还要受到不等式（8.5-15）的约束。这个不等式表明，步长 h 要受到苛刻的限制，限制到问题的最小时间常数的数量级。这与用绝对稳定性区域为有限的方法求解刚性问题时强加给步长 h 的限制条件一样。因此，求解刚性问题时，简单迭代方法的校正式是不合适的。为了克服这个困难，通常采用 Newton 迭代方法求解非线性方程组（8.5-13）。一般说来，Newton 迭代方法对步长 h 的限制要宽得多。

3.3.2 Newton 迭代方法

方程（8.5-13）可以简写为

$$\boldsymbol{y}_{n+k}=h\beta_k\boldsymbol{f}(t_{n+k},y_{n+k})+\boldsymbol{g} \tag{8.5-16}$$

其中 $\boldsymbol{g}=\sum_{i=0}^{k-1}\alpha_i\boldsymbol{y}_{n+i}$，在当前的 t_{n+k-1} 时刻中，它是一个常数。于是，有如下基本迭代公式

$$\boldsymbol{y}_{n+k}^{(m+1)}=h\beta_k\boldsymbol{f}(t_{n+k},y_{n+k}^{(m+1)})+\boldsymbol{g} \tag{8.5-17}$$

Newton 迭代方法的基本思想是，把 y_{n+k} 的非线性函数在 $\boldsymbol{y}_{n+k}^{(m)}$ 的附近线性化，取其近似表达式

$$\boldsymbol{f}(t_{n+k},\boldsymbol{y}_{n+k}^{(m+1)})=\boldsymbol{f}(t_{n+k},\boldsymbol{y}_{n+k}^{m})+\frac{\partial \boldsymbol{f}}{\partial \boldsymbol{y}}(t_{n+k},\boldsymbol{y}_{n+k}^{(m)})(\boldsymbol{y}_{n+k}^{(m+1)}-\boldsymbol{y}_{n+k}^{(m)}) \tag{8.5-18}$$

将它代入式（8.5-17），得到 Newton 迭代格式

$$\boldsymbol{y}_{n+k}^{(m+1)}=\boldsymbol{y}_{n+k}^{(m)}+\left(\boldsymbol{I}-h\beta_k\frac{\partial \boldsymbol{f}}{\partial \boldsymbol{y}}\right)^{-1}[-\boldsymbol{y}_{n+k}^{(m)}+h\beta_k\boldsymbol{f}(\boldsymbol{f}_{n+k},\boldsymbol{y}_{n+k}^{(m)})+\boldsymbol{g}] \tag{8.5-19}$$

将式（8.5-12）和式（8.5-19）联合起来，就是求解刚性系统 Newton 迭代的预估—校正公式。Gear 方法以此为基础设计了一个实用算法，可以自动变阶、变步长和选取计算起始值。

3.3.3 Gear 实用算法

为了变阶、变步长的方便，Gear 将方法表示成 Nordsieck 相量的形式。Nordsieck 提出储存 y_n，hy'_n，$\frac{h}{2}y''_n$，…的近似值来代替储存前几步的函数 $y(t)$ 及其导数的近似值，目的是使改变步长时所需要的附加计算简单一些。将初值问题

$$\begin{cases}y'=f(t,y)\\ y(0)=y_0\end{cases} \tag{8.5-20}$$

的解 $y(t)$ 及其各阶导数展成泰勒级数，并乘以因子 $\frac{h^i}{i!}$，就有

$$\begin{aligned}
y(t+h)&=y(t)+\frac{h}{1!}y'(t)+\frac{h^2}{2!}y''(t)+\frac{h^3}{3!}y'''(t)+\frac{h^4}{4!}y^{(4)}+\cdots\\
\frac{h}{1!}y'(t+h)&=\frac{h}{1!}y'(t)+2\times\frac{h^2}{2!}y''(t)+3\times\frac{h^3}{3!}y'''(t)+4\times\frac{h^4}{4!}y^{(4)}+\cdots\\
\frac{h}{2!}y''(t+h)&=\frac{h^2}{2!}y''(t)+3\times\frac{h^3}{3!}y'''(t)+4\times\frac{h^4}{4!}y^{(4)}+\cdots
\end{aligned} \tag{8.5-21}$$

记

$$\boldsymbol{Z}_n=\left[y_n,\frac{h}{1!}y'_n,\frac{h^2}{2!}y''_n,\cdots,\frac{h^k}{k!}y_n^{(k)}\right]^T \tag{8.5-22}$$

其中，y_n，y'_n，y''_n，…是 $y(t_n)$，$y'(t_n)$，$y''(t_n)$，…的近似值。如果公式中所用的前几步导数值较多，那么表示式（8.5-22）中就含有更高阶的导数的近似值。由式（8.5-21），$\boldsymbol{Z}_{n+1}$ 可由 $\boldsymbol{Z}_n$ 来计算

$$\boldsymbol{Z}_{n+1}=\boldsymbol{P}\boldsymbol{Z}_n \tag{8.5-23}$$

其中 $\boldsymbol{P}$ 是 Pascal 上三角矩阵，它的第（i，j）元素是：当 $j\geqslant i$ 时为 $\binom{j}{i}=\frac{j!}{(j-i)!\ i!}$，$j\geqslant i\geqslant 0$，当 $j<i$ 时为零。由于式（8.5-23）没有用到微分方程，按数值计算的观点来看，它是不稳定的。为了克服这种不稳定性，要加上一个校正公式，而式（8.5-23）只作为零次近似。Gear 给出了计算刚性问题的公式

$$\begin{aligned}
&\boldsymbol{Z}_{n+k}^{(0)}=\boldsymbol{P}\boldsymbol{Z}_{n+k-1}\\
&\boldsymbol{Z}_{n+k}^{(m+1)}=\boldsymbol{Z}_{n+k}^{(m)}-L\left[-l_1\boldsymbol{I}+hl_0\frac{\partial \boldsymbol{f}}{\partial \boldsymbol{y}}\right]^{-1}\times\\
&\boldsymbol{F}(\boldsymbol{Z}_{n+k}^{(m)})\quad m=0,1,2,\cdots,M\\
&\boldsymbol{Z}_{n+k}=\boldsymbol{Z}_{n+k}^{(M)}
\end{aligned} \tag{8.5-24}$$

其中 $l_0=\beta_k$，$l_1=1$，$\omega=\left[-l_1\boldsymbol{I}+hl_0\frac{\partial \boldsymbol{f}}{\partial \boldsymbol{y}}\right]^{-1}$ 为迭代矩阵，它依赖于步长 h，雅可比矩阵 $\frac{\partial \boldsymbol{f}}{\partial \boldsymbol{y}}$，同时通过 β_k 也依赖于方法的阶。如果 $\frac{\partial \boldsymbol{f}}{\partial \boldsymbol{y}}$ 变化慢，那么对于一步或者其中步长和阶

不变的若干步，在迭代过程中，矩阵 $\boldsymbol{\omega}$ 不重新计算，这样可以大大减少计算量。从式（8.5-24）可以看到，公式仅用到了前一步的 y 及其导数 y'，y''，…的信息，而没有用到多个点上 y 的信息。因此，式（8.5-24）是一种单步多值的算法。利用这种算法可以自启动，而且可以克服多步法在实现变阶、变步长方面的困难。表 8.5-3 给出了不同 k 值对应的向量 $\boldsymbol{L}$ 的分量值。

表 8.5-3　　1～6 阶 Geat 法 L 向量值

k	1	2	3	4	5	6
l_0	1	$\frac{2}{3}$	$\frac{6}{11}$	$\frac{24}{50}$	$\frac{120}{274}$	$\frac{720}{1764}$
l_1	1	1	1	1	1	1
l_2		$\frac{1}{3}$	$\frac{6}{11}$	$\frac{35}{50}$	$\frac{225}{274}$	$\frac{1624}{1764}$
l_3			$\frac{1}{11}$	$\frac{10}{50}$	$\frac{85}{274}$	$\frac{735}{1764}$
l_4				$\frac{1}{50}$	$\frac{15}{274}$	$\frac{175}{1764}$
l_5					$\frac{1}{274}$	$\frac{21}{1764}$
l_6						$\frac{1}{1764}$

顺便指出，其他多步法（如 Adams 方法）也可用上述方法导出形如式（8.5-24）的预估—校正公式。由于使用了 Nordsieck 向量，矩阵 $\boldsymbol{P}$ 与式（8.5-24）的预估式已与算法无关，即不论是 Gear 法还是 Adams 法，都可以用式（8.5-24）的预估式作为预报公式，而且矩阵 $\boldsymbol{P}$ 都是一样的。各种算法的差别仅在于向量 $\boldsymbol{L}$ 的不同。

3.3.4　Gear 方法的阶与步长的控制

由于刚性问题的解存在快变分量和慢变分量，在数值求解过程中，当解迅速变化时，需采用小步长；而当解趋于稳态时，就应采用大步长。此外，在考虑方法的自启动时，开始时常常采用低阶公式和小步长进行计算。随后，在计算向前推进的过程中，方法的阶和步长不时要作适当调整，以获得最优的阶和步长。所谓最优是指所求得解在满足给定精度的准则下，计算量要最小。

设求解时间区间为 $[a, b]$，$\bar{\varepsilon}$ 为整个区间 $[a, b]$ 上的最大容许误差，$\dot{e}$ 为单位时间的最大容许误差，则 $\bar{\varepsilon}$ 和 $\dot{e}$ 之间有下列关系

$$\dot{e} = \frac{\bar{\varepsilon}}{b-a}$$

从而每时间步（步长为 h）的最大容许误差为 $h \cdot \dot{e}$，这误差可与局部截断误差联系起来。k 阶 Gear 方法的局部截断误差有形式

$$T_k = C_{k+1} h^{k+1} y^{(k+1)}(t) + O(h^{k+2}) \qquad (8.5\text{-}25)$$

其中 C_{k+1} 是依赖于方法的一个常数，表 3.3-1 给出了 1～6 阶 Gear 方法的 C_{k+1} 的值。$y^{(k+1)}(t)$ 是解 $y(t)$ 的 $k+1$ 阶导数。若忽略 $O(h^{k+2})$ 项，用 $h \cdot \dot{e}$ 代替 $|T_k|$，则有

$$\dot{e} = |C_{k+1} y^{(k+1)}(t)| h^k \qquad (8.5\text{-}26)$$

根据这一表达式，利用 Nordsieck 相量 Z_n 实现程序的变步长和变阶比较容易。因为利用 Nordsieck 相量 Z_n 容易进行误差估计和公式的起步计算。下面是 Gear 方法的处理。

对于 k 阶方法，局部截断误差为

$$E_n = C_{k+1} h^{k+1} y_n^{(k+1)} + O(h^{k+2}) \qquad (8.5\text{-}27)$$

其中 C_{k+1} 依赖于所使用的方法，1～6 阶 Gear 方法的 C_{k+1} 见表 8.5-2。略去式（8.5-27）的第二项，则第 n 步的截断误差为

$$E_n \approx C_{k+1} h^{k+1} y_n^{(k+1)} \qquad (8.5\text{-}28)$$

为了估计 E_n，首先要估计 $y_n^{(k+1)}$。已知

$$Z_n = [y_n, hy'_n, \cdots \frac{h^k}{k!} y_n^{(k+1)}]^T$$

$$= [z_n, z'_n, \cdots z_m^{(k)}]^T$$

现在用 $y_n^{(k)}$ 差分来估计 $y_n^{(k+1)}$，即

$$y_n^{(k+1)} \approx \frac{y_n^{(k)} - y_{n-1}^{(k)}}{h}$$

对上式两边同乘$\frac{h^{k+1}}{k!}$，则可得

$$\frac{h^{k+1} y_n^{(k+1)}}{k!} \approx \frac{y_n^{(k)} - y_{n-1}^{(k)}}{h} \frac{h^{k+1}}{k!}$$

$$= \frac{h^k}{k!} y_n^{(k)} - \frac{h^k}{k!} y_{n-1}^{(k)}$$

$$= z_n^{(k)} - z_{n-1}^{(k)}$$

$$= \nabla z_n^{(k)} \qquad (8.5\text{-}29)$$

将式（8.5-29）代入式（8.5-28），得

$$E_n \approx C_{k+1} k! \nabla z_n^{(k)} \qquad (8.5\text{-}30)$$

由上式可知，只要将第 n 步计算所得的 Z_n 与前一步的 Z_{n-1} 这两个向量的最后一个分量相减即可求出这一步的截断误差 E_n。因此，若计算过程中要求每一步的截断误差小于预先指定的误差量 ε_0，必须选取步长 h 使得不等式

$$C_{k+1} k! \mid \nabla z_n^{(k)} \mid \leqslant \varepsilon_0 \qquad (8.5\text{-}31)$$

成立。

在微分方程组的情况下，希望控制每一个分量的误差，对于选定的权向量 $\boldsymbol{W}$ [其分量 w_i（$i=1, 2, \cdots, N$）是加在第 i 个变量 y_i 的截断误差上的权分量，目的是为了对不同的分量采用不同的误差控制，一般可取积分到这一步的已出现过的 y_i 的绝对值最大者]，要求选取步长 h 使得不等式

$$C_{k+1} k! \left\| \frac{\nabla z_n^{(k)}}{W} \right\|_2 \leqslant \varepsilon_0 \qquad (8.5\text{-}32)$$

成立，其中方程组的每一个元件都有一个 $\nabla z_n^{(k)}$ 和权分量。$\|\cdot\|_2$ 为 L_2 范数。

程序中基本步长的控制是积分一步并且检验式（8.5-32）是否成立。如果式（8.5-32）成立，则接受这一步，否则就抛弃这一步。对于下一步或者重新抛弃的步，所用的步长为 αh，其中 α 由等式

$$C_{k+1} k! \alpha^{k+1} \left\| \frac{\nabla z_n^{(k)}}{W} \right\|_2 = \varepsilon_0$$

来确定。如果采用这个步长，并且误差正好又与 h^{k+1} 成比例（即 $\nabla z_n^{(k)}$ 不变），则下一次检验式（8.5-32）正好满足。但是 $\nabla z_n^{(k)}$ 不总是不变的，所以为了保证不等式（8.5-32）

能够成立，常采用稍微小一点的步长。在程序中，α 由

$$\alpha_k = \frac{1}{1.2}\left[\frac{\epsilon_0}{C_{k+1}k!}\frac{1}{\| \nabla z_n^{(k)}/\boldsymbol{W} \|_2}\right]^{\frac{1}{k+1}} \quad (8.5\text{-}33)$$

来确定。为了变阶，还必须检查在其他阶的公式中所用的步长。对于降阶，有

$$\alpha_{k-1} = \frac{1}{1.3}\left[\frac{\epsilon_0}{C_k k!}\frac{1}{\| z_n^{(k)}/\boldsymbol{W} \|_2}\right]^{\frac{1}{k}} \quad (8.5\text{-}34)$$

其中，$z_n^{(k)} \approx \frac{h^k}{k!} y_n^{(k)}$，是向量 $\boldsymbol{Z}_n$ 中的最后一个分量。对于升阶，则需用 2 次差分来近似 $y_n^{(k+2)}$，即

$$y_n^{(k+2)} = \frac{y_n^{(k+1)} - y_{n-1}^{(k+1)}}{h}$$

由于

$$y_n^{(k+1)} = \nabla z_n^{(k)} \frac{k!}{h^{k+1}}$$

故有

$$y_n^{(k+2)} = \frac{k!}{h^{k+1}} \frac{\nabla z_n^{(k)} - \nabla z_{n-1}^{(k)}}{h} = \frac{k!}{h^{k+2}} \nabla^2 z_n^{(k)}$$

从而可得

$$\alpha_{k+1} = \frac{1}{1.4}\left[\frac{\epsilon_0}{C_{k+2}k!}\frac{1}{\| \nabla^2 z_n^{(k)}/\boldsymbol{W} \|_2}\right]^{\frac{1}{k+2}} \quad (8.5\text{-}35)$$

式（8.5-34）和式（8.5-35）中的因子 1.3 和 1.4 选取的考虑是，在变阶变步长的情况下，误差的估计更加间接，而且变阶还要增加额外的计算，所以系数取得更加严格，同时希望需要变阶时，尽量利用降阶，因为降阶的计算量稍少一些。变阶变步长后，Nordsieck 相量 $\boldsymbol{Z}_n$ 的变化如下。不变阶只变步长时，有

$$\hat{\boldsymbol{Z}}_n = \left[y_n, \alpha_k h y'_n, \cdots, \frac{\alpha_k^k h^k}{k!} y_n^{(k)} \right]^T$$

$$= \begin{bmatrix} 1 & & & \\ & \alpha_k & & \\ & & \alpha_k^2 & \\ & & & \ddots \\ & & & & \alpha_k^k \end{bmatrix} \boldsymbol{Z}_n \quad (8.5\text{-}36)$$

降阶变步长时，有

$$\hat{\boldsymbol{Z}}_n = \left[y_n, \alpha_{k-1} h y'_n, \cdots, \frac{\alpha_{k-1}^{k-1} h^{k-1}}{(k-1)!} y_n^{(k-1)} \right]^T \quad (8.5\text{-}37)$$

升阶变步长时，有

$$\hat{\boldsymbol{Z}}_n = \left[y_n, \alpha_{k+1} h y'_n, \cdots, \frac{\alpha_{k+1}^{k+1} h^{k+1}}{(k+1)!} y_n^{(k+1)} \right]^T \quad (8.5\text{-}38)$$

其中，$y_n^{(k+1)}$ 是未知的，需用向后差分求得

$$y_n^{(k+1)} \approx \frac{y_n^{(k)} - y_{n-1}^{(k)}}{h} \quad (8.5\text{-}39)$$

在积分过程中，每一步计算 α_k，α_{k-1} 和 α_{k+1}，选取其中最大的 α，以确定下一步采用合理的步长和阶。但是在程序中，每步都改变步长和阶不一定好，故做了下面的考虑：

（1）如果这一步失败，则估计 α；

（2）在上一次改变阶或步长以后的 $k+1$ 步估计 α（使阶或步长的改变不频繁）；

（3）如果在上次估计 α 时步长不放大，则在其 10 步后估计 α（以减少过于频繁的附加计算）。

基于 Gear 方法的电力系统全过程动态仿真的流程框图如图 8.5-20 所示。

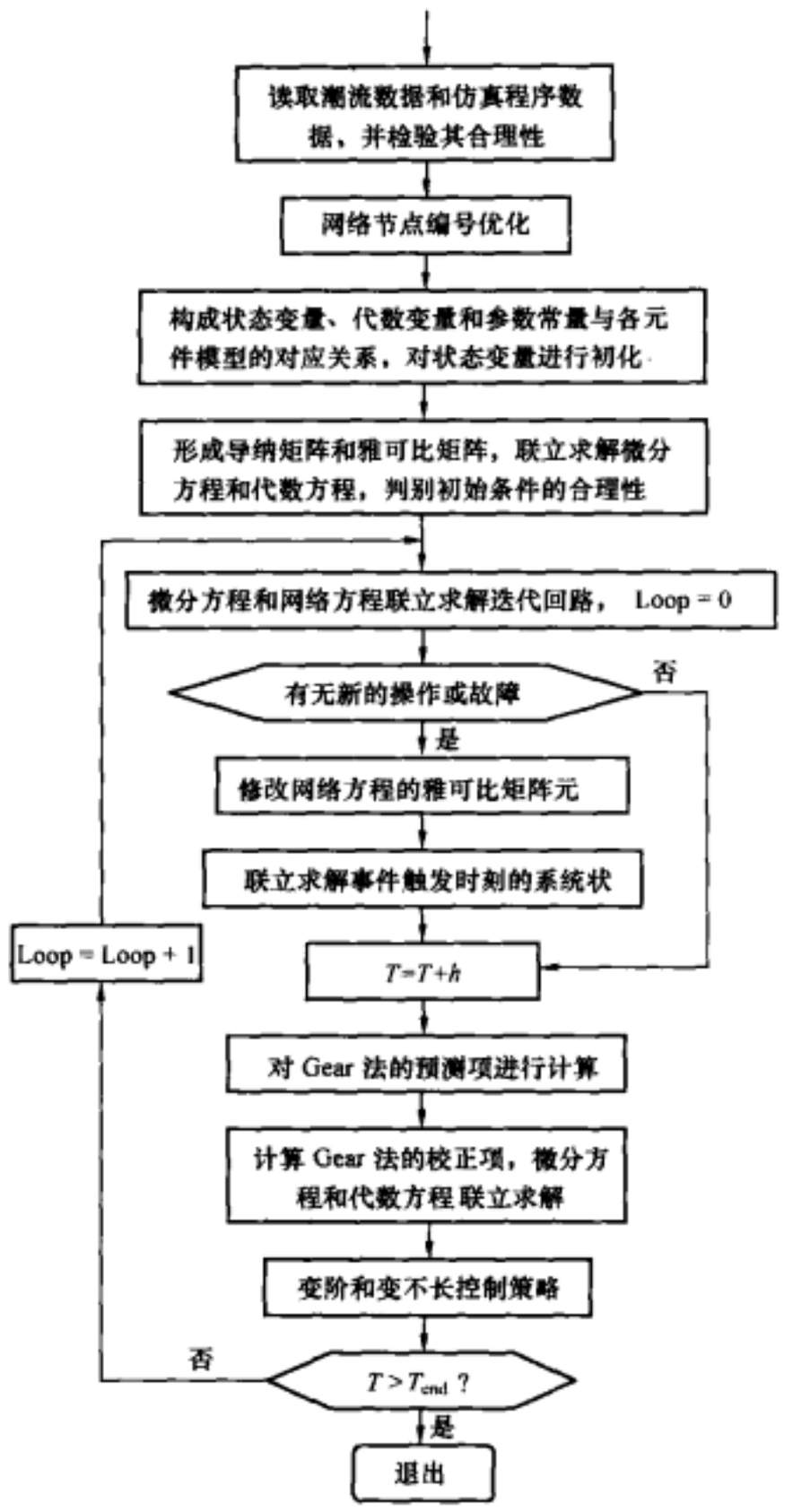


图 8.5-20 基于 Gear 法的电力系统全过程仿真程序流程图

4 长过程动态的电力系统全过程仿真算例

4.1 系统简介

IEEE9 简单交流电力系统的接线及潮流图如图 8.5-21 所示。系统中有 9 条母线，3 个发电厂的 4 台机组经过 3 台变压器升压后接入一个由 6 条 220kV 线路组成的环网。系统的总发电功率为 353MW，母线 Gen1 上有两台功率和容量都相同的并列运行机组，在稳定仿真中以 Gen1-1 和 Gen1-2 表示。使用的模型和参数请参见 4.3 节。

网络的节点数据、线路参数和变压器参数见表 8.5-4～表 8.5-6。系统的基准容量为 100MVA。

全过程动态稳定仿真中使用的动态模型简述如下：发电机采用双轴模型，考虑阻尼绕组（6 阶）。其参数见表 8.5-7。节点 1 和 2 上连接的发电机励磁系统采用自并励励磁系统（FV 型，见图 8.5-29），节点 3 的发电机采用旋转励磁系统（FM 型，见图 8.5-28）。其参数见表 8.5-8。励磁控制系统考虑过励磁限制的作用（OEBPA 型，见图 8.5-28 和图

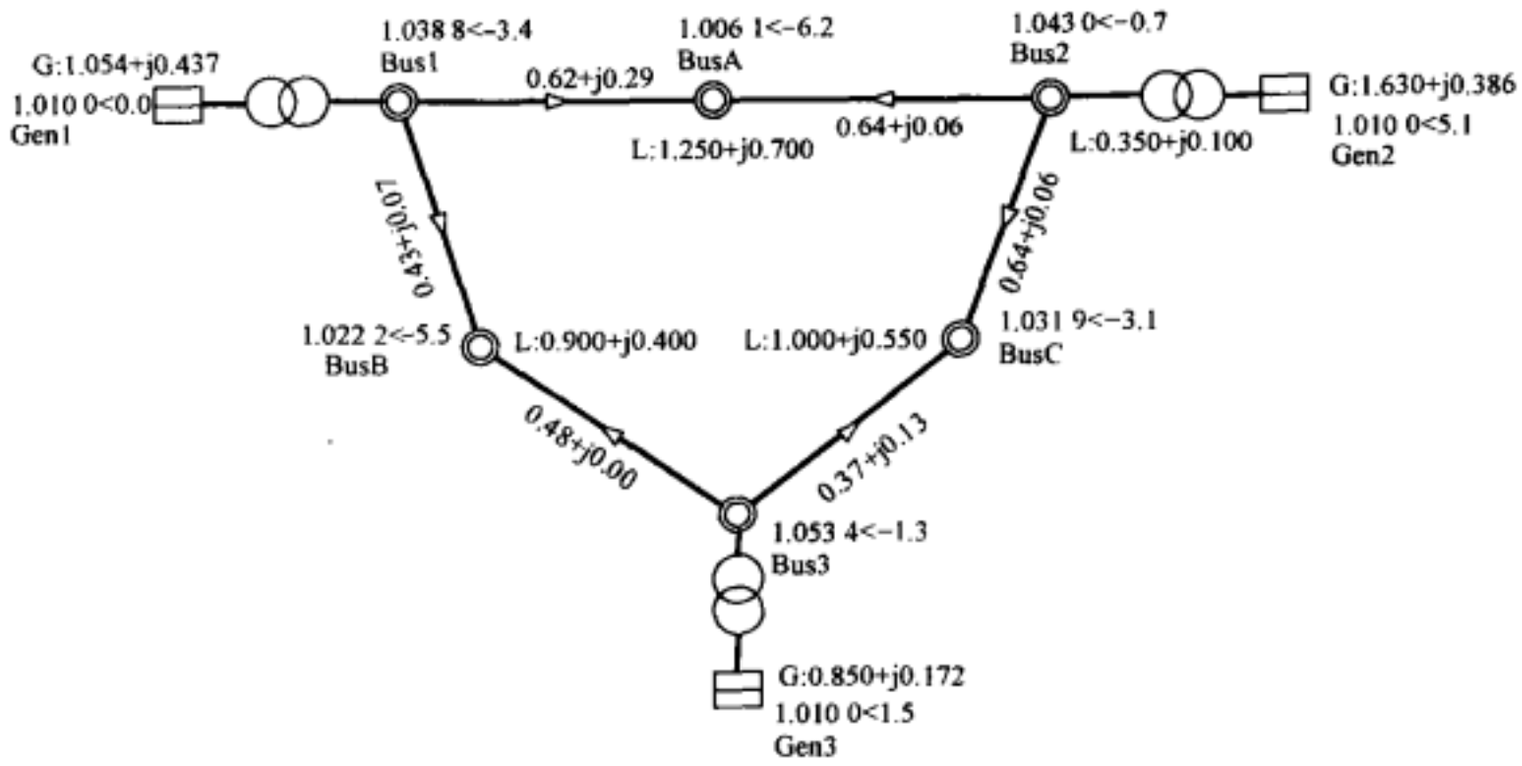


图 8.5-21　IEEE9 简单交流电力系统的接线及潮流图

8.5-29)。其参数见表 8.5-9。原动机及其控制系统模型，包括锅炉、锅炉汽机协调控制系统（CCS)、汽轮机调速器、汽轮机。其模型框图分别见图 8.5-30～图 8.5-33，参数见表 8.5-10～表 8.5-13。全过程动态稳定仿真中的负荷采用静态模型（由 40%的恒阻抗和 60%的恒功率组成)。考虑低频自动减载装置，其参数为：第 1 轮动作频率 49.0Hz，延时 0.3s，断路器时间为 0.1s，切除 7%的负荷；第 2 轮动作频率 48.7Hz，延时 0.3s，断路器时间为 0.1s，切除 5%的负荷。

4.2　全过程动态稳定仿真

仿真算例中采用的扰动为：0.2s 切除 Gen1 节点上两台并列运行中的一台发电机，同时连切 Bus A 上 15%的负荷（约 19MW)。

仿真时间为 600s，结果曲线见图 8.5-22～图 8.5-27。系统的频率曲线见图 8.5-22，低频减载第一轮动作切除负荷 22MW；电压变化曲线见图 8.5-23。由于三台机组的动态响应过程基本情况相同，所以，此处仅列出 Gen1 节点上的发电机变量计算结果。系统系统失去一台发电机组后，随着发电机转速的下降，汽轮机的调速系统和锅炉汽机协调控制系统中的汽机主控同时发出汽门开度增大指令（图 8.5-24)，以增加原动机的机械功率输出（图 8.5-25)，而汽门的开大导致主蒸汽压力的降低（图 8.5-26)。同时，压力的降低也使得输出机械功率在 30s 之后减少和增加速度变慢。协调控制系统中的锅炉主控部分发出燃料输入信号增加指令（图 8.5-27)，以恢复主蒸汽压力为额定值。

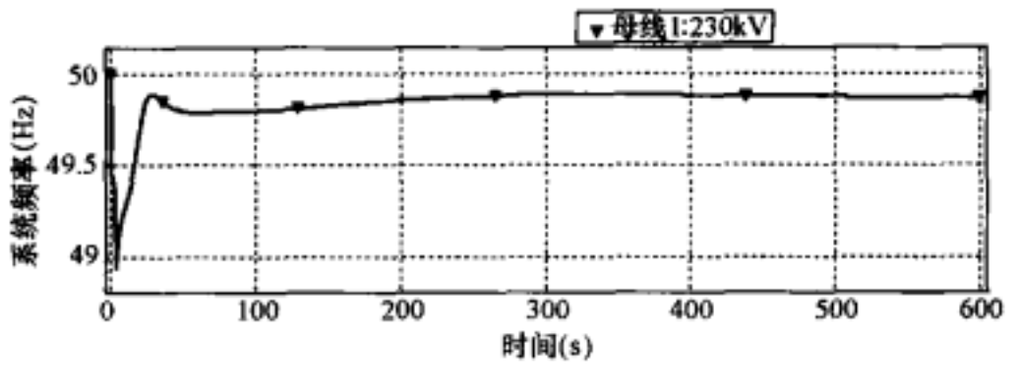


图 8.5-22　系统频率

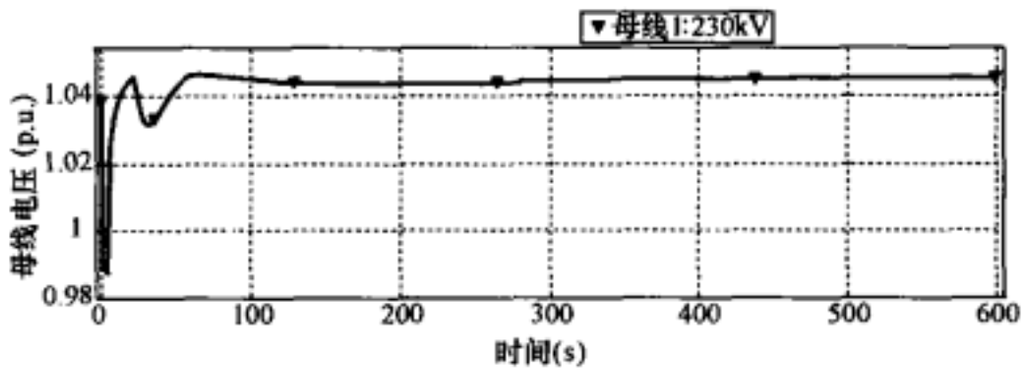


图 8.5-23　系统电压

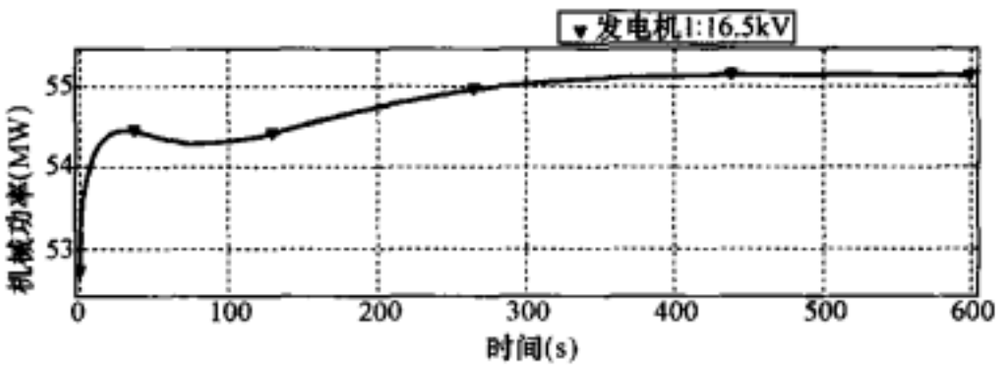


图 8.5-24　发电机机械功率

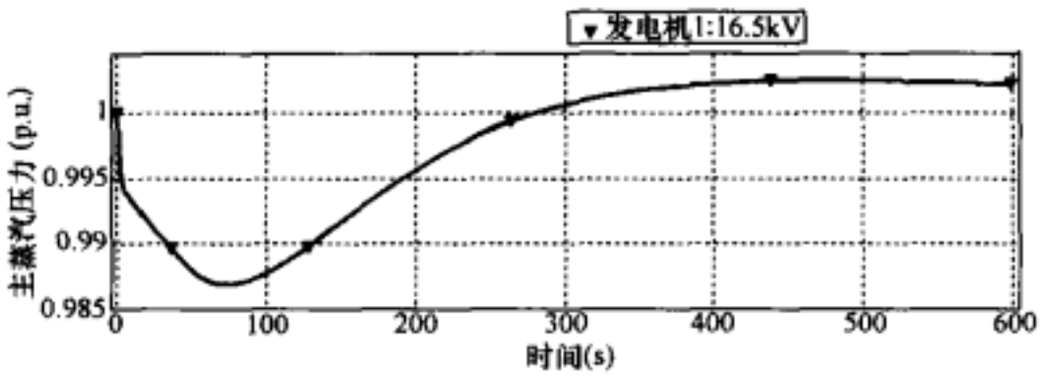


图 8.5-25　发电机主蒸汽压力

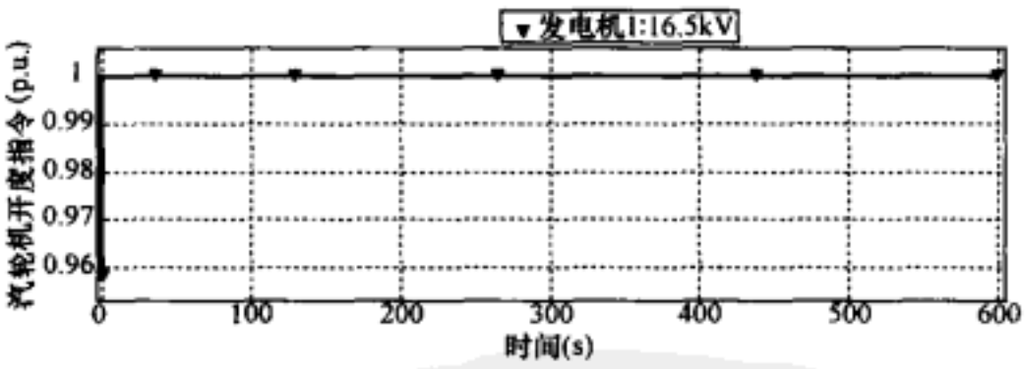


图 8.5-26　发电机汽门开度指令

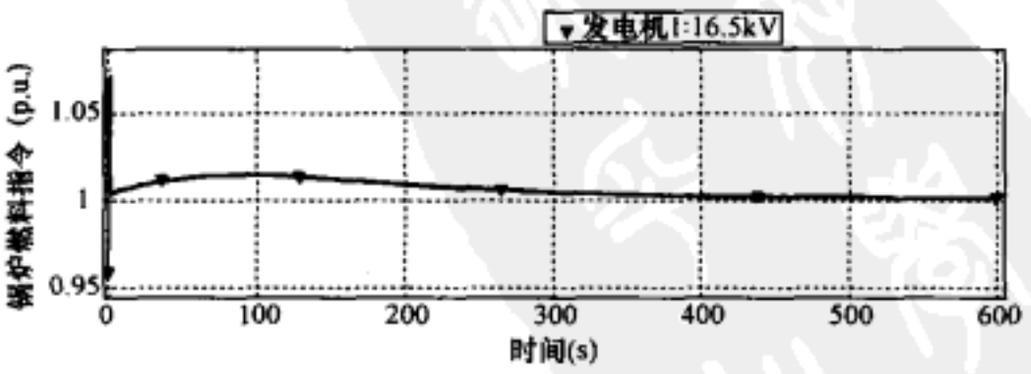


图 8.5-27　发电机锅炉燃料指令

4.3　发电机控制系统模型

仿真算例采用的发电机控制系统模型框图如图 8.5-28～图 8.5-33 所示。

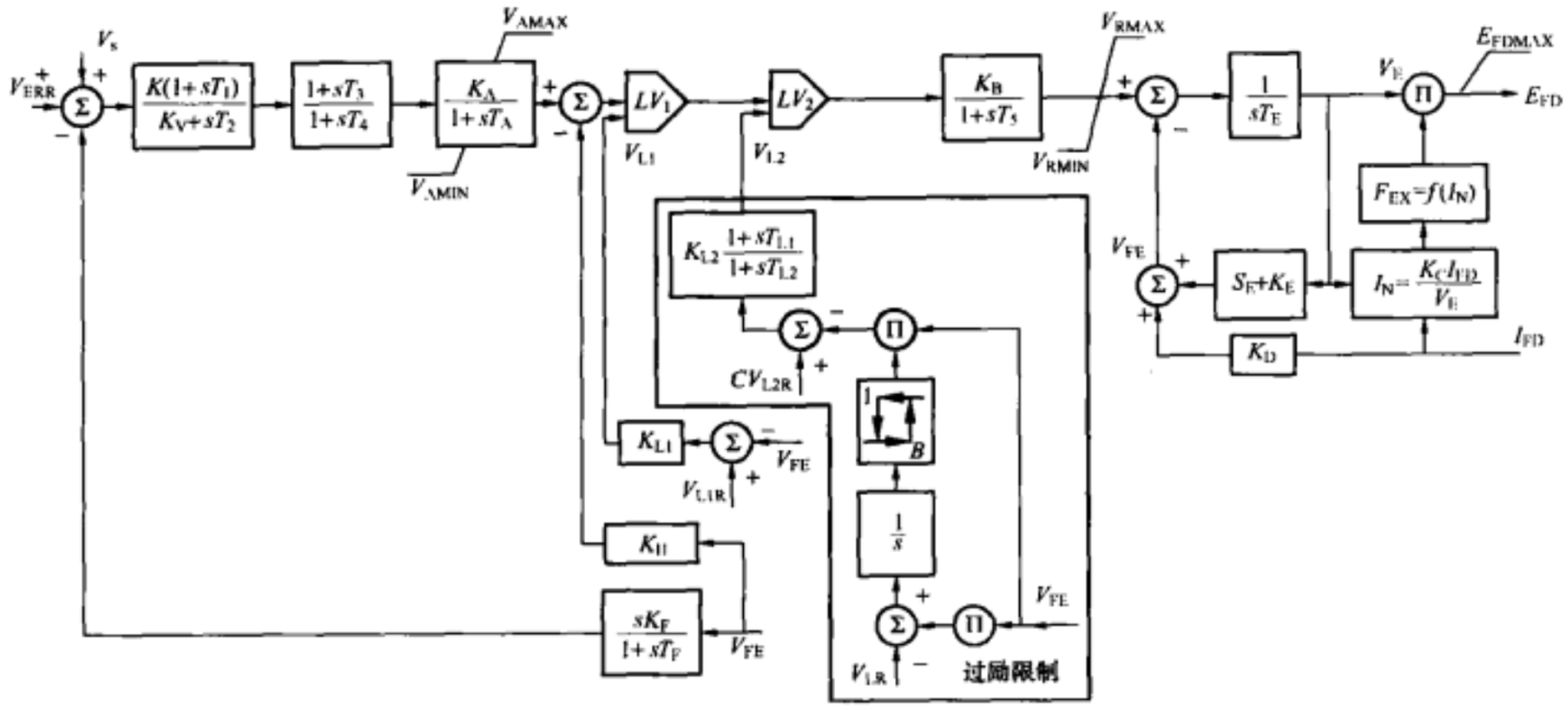


图 8.5-28 旋转励磁系统及其过励磁模型

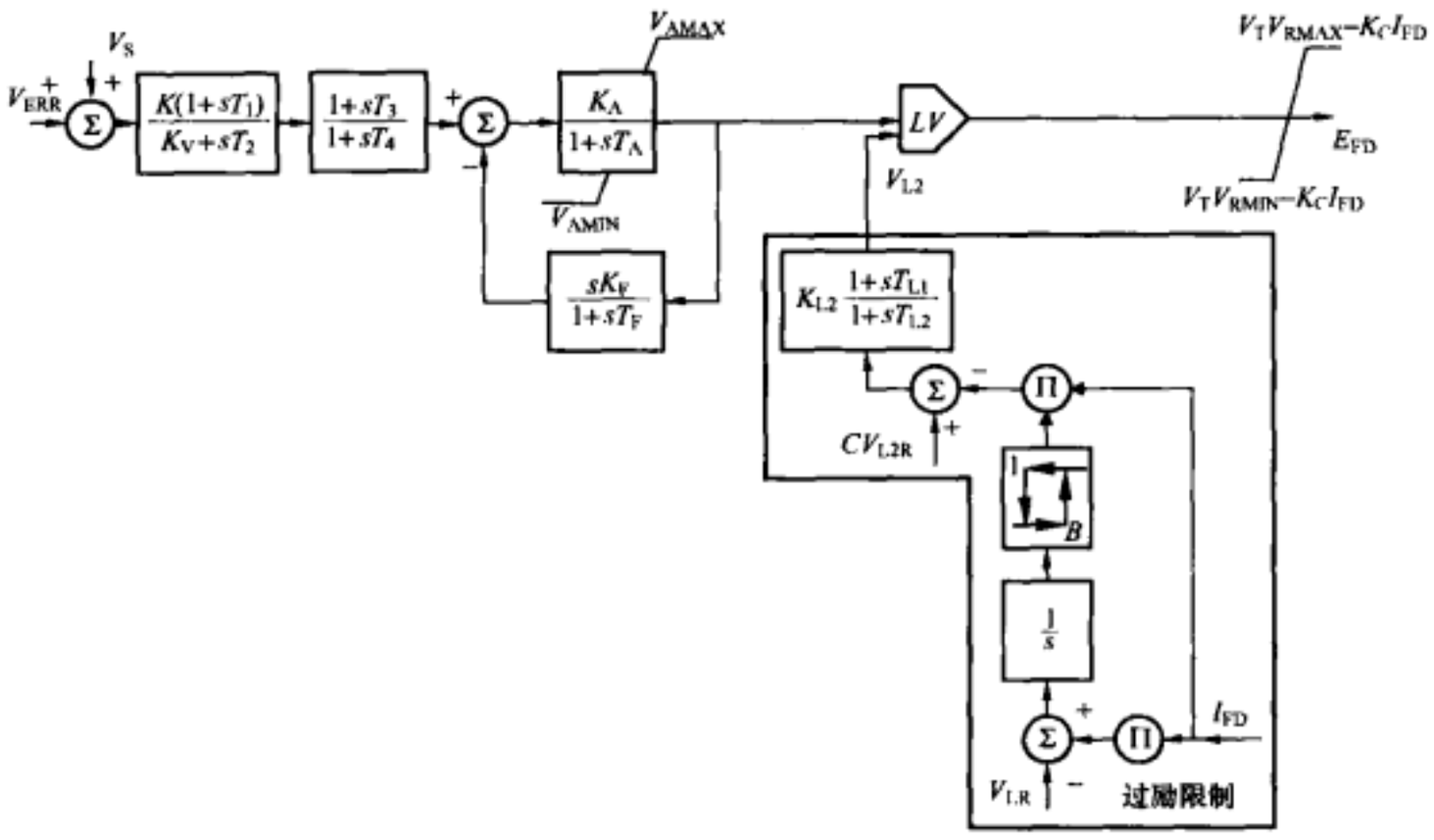


图 8.5-29 自并励静止励磁系统及其过励磁模型

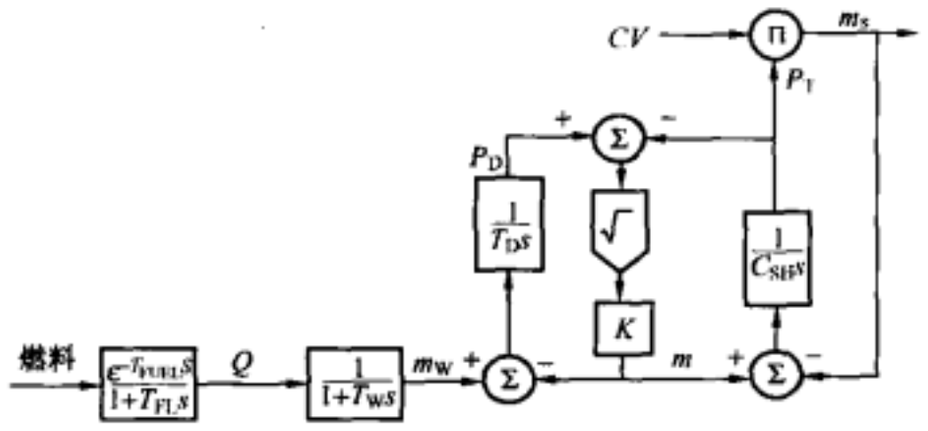


图 8.5-30 锅炉系统模型

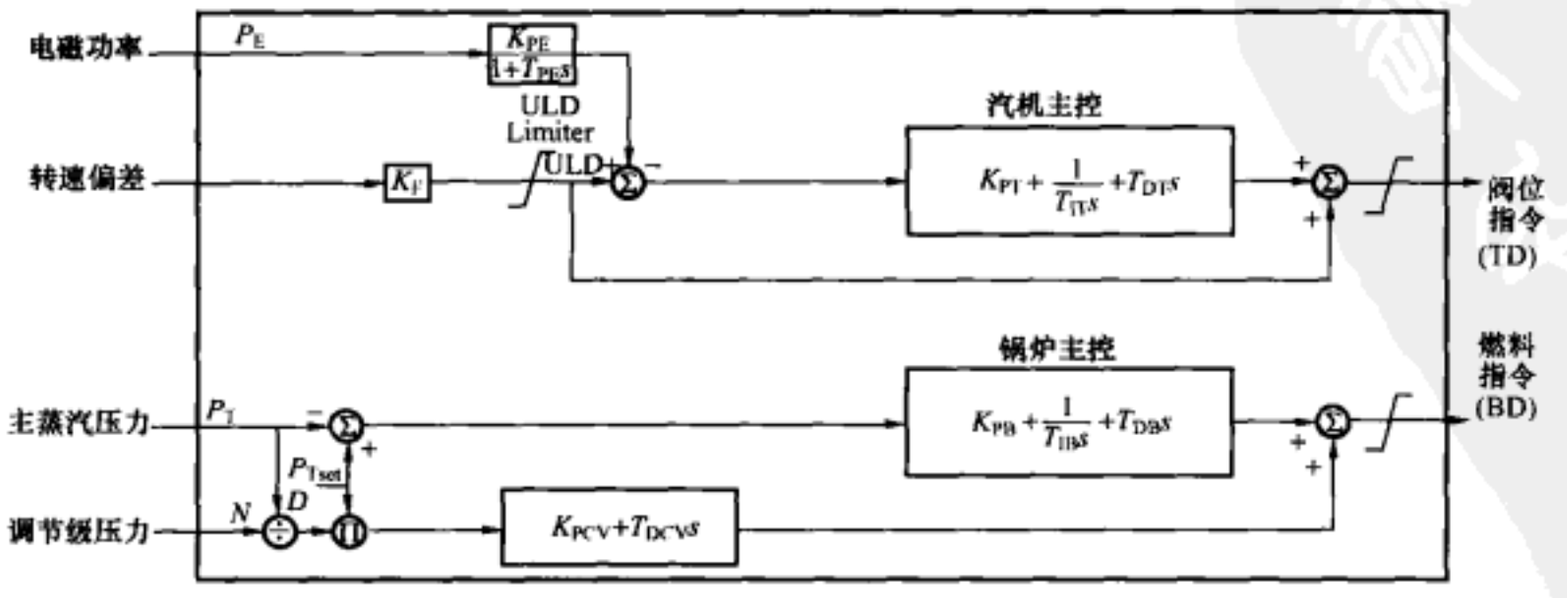


图 8.5-31 锅炉汽机协调控制系统模型

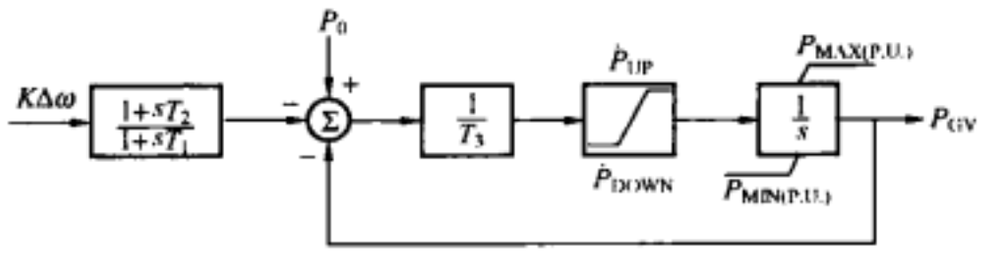


图 8.5-32　汽机调速控制系统模型

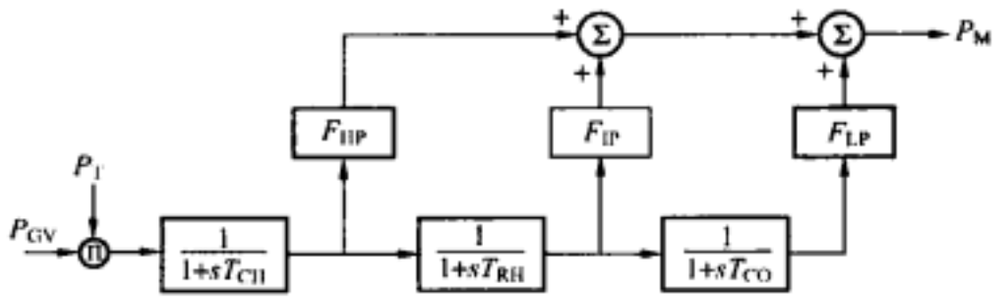


图 8.5-33　汽轮机模型

4.4　系统参数

仿真算例的系统参数见表 8.5-4～表 8.5-13。

表 8.5-4　　节　点　数　据

节点名字	基准电压(kV)	有功功率(MW)	无功功率(Mvar)	负荷有功(MW)	负荷无功(Mvar)	容性无功补偿(Mvar)	电压幅值(p. u.)	电压相角(deg.)
发电机 1	16.5	105.4	43.7	0.0	0.0	0.0	1.010	0.0
发电机 2	18.0	163.0	38.6	0.0	0.0	0.0	1.010	5.1
发电机 3	13.8	85.0	17.2	0.0	0.0	0.0	1.010	1.5
母线 1	230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.039	−3.4
母线 2	230	0.0	0.0	35.0	10.0	10.0	1.043	−0.7
母线 3	230	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.053	−1.3
母线 A	230	0.0	0.0	125.0	70.0	70.0	1.006	−6.2
母线 B	230	0.0	0.0	90.0	40.0	40.0	1.022	−5.5
母线 C	230	0.0	0.0	100.0	55.0	55.0	1.032	−3.1

续表

表 8.5-5　　线　路　参　数

首节点名字	末节点名字	基准电压(kV)	电　阻(p. u.)	电　抗(p. u.)	1/2 对地电容(p. u.)
母线 1	母线 A	230	0.010 0	0.085 0	0.044 00
母线 1	母线 B	230	0.017 0	0.092 0	0.039 50
母线 2	母线 C	230	0.008 5	0.072 0	0.037 25
母线 A	母线 2	230	0.032 0	0.161 0	0.076 50
母线 B	母线 3	230	0.039 0	0.170 0	0.089 50
母线 C	母线 3	230	0.011 9	0.100 8	0.052 25

表 8.5-6　　变　压　器　参　数

首节点名字	基准电压(kV)	末节点名字	基准电压(kV)	电阻(p. u.)	电抗(p. u.)	首节点侧分接头(kV)	末节点侧分接头(kV)
发电机 1	16.5	母线 1	230	0.0	0.056 7	16.5	242.0
发电机 2	18.0	母线 2	230	0.0	0.062 5	18.0	242.0
发电机 3	13.8	母线 3	230	0.0	0.058 6	13.8	242.0

表 8.5-7　　发电机参数（其中阻抗以 100MVA 为基准的标幺值）

发电机	R_a	X_d	X_q	X'_d	X'_q	X''_d	X''_q	T'_{d0}	T'_{q0}	T''_{d0}	T''_{q0}	T_j(s)
发电机 1-1	0.067 2	0.292 0	0.194 0	0.121 6	0.194 0	0.08	0.12	8.96	0.52	0.08	0.12	12
发电机 1-2	0.067 2	0.292 0	0.194 0	0.121 6	0.194 0	0.08	0.12	8.96	0.52	0.08	0.12	12
发电机 2	0.052 1	0.895 8	0.864 5	0.118 9	0.196 9	0.04	0.06	6.00	0.54	0.04	0.06	12.8
发电机 3	0.074 2	1.313	1.258	0.181 3	0.25	0.107	0.107	5.89	0.6	0.033	0.07	10

表 8.5-8　　励　磁　系　统　参　数

发电机	T_R	K	K_V	T_1	T_2	T_3	T_4	K_A	T_A	K_F	T_F	K_H	V_{AMAX}	V_{AMIN}
发电机 1-1	0.02	0.52	0	128.8	1	0.5	0.5	1.0	0.01	0.0	1.0	0	20	−20
发电机 1-2	0.02	0.52	0	128.8	1	0.5	0.5	1.0	0.01	0.0	1.0	0	20	−20
发电机 2	0.04	1	0	5	5	0.1	0.08	50	0.02	0.0	0.10	0	10	−10
发电机 3	0.04	50	1	2	10	0.65	0.02	1.771	0.02	0.0	0.10	0	113.5	−110

发电机	K_B	T_5	K_E	T_5	S_{E1}	S_{E2}	V_{RMAX}	V_{RMIN}	K_C	K_D	K_{L1}	V_{L1R}	E_{FDMAX}	
发电机 1-1	0	0	0	0	0	0	6.37	−3	0.132	0	0	0	0	
发电机 1-2	0	0	0	0	0	0	6.37	−3	0.132	0	0	0	0	
发电机 2	0	0	0	0	0	0	8.06	−7.3	0.139	0	0	0	0	
发电机 3	1	0.02	1	1.87	0.192 3	0.143 6	114	−11	0.171	0.601	10	11	5.89	

表 8.5-9　　过　励　磁　参　数

发电机	V_{1R}	V_{12R}	B_R	C	K_{12}	T_{L1}	T_{12}	T
发电机 1-1	1.360	1.166	39.4	0.95	10.0	0.5	3	10.0
发电机 1-2	1.360	1.166	39.4	0.95	10.0	0.5	3	10.0
发电机 2	6.361	2.522	184.31	0.95	10.0	0.5	3	10.0
发电机 3	19.86	4.456	575.50	0.95	10.0	0.5	3	10.0

表 8.5-10 **锅 炉 参 数**

发电机	T_W	T_F	CD	CSH	K	D
发电机 1-1	6	30	200	10	3.5	40
发电机 1-2	6	30	200	10	3.5	40
发电机 2	6	30	200	10	3.5	40
发电机 3	6	30	200	10	3.5	40

表 8.5-11 **锅炉汽机协调控制系统参数**

发电机	K_{PE}	T_{PE}	K_F	K_{PT}	K_{IT}	K_{DT}	K_{PB}	K_{IB}	K_{DB}
发电机 1-1	1	0.4	20	1	400	0	1	400	0
发电机 1-2	1	0.4	20	1	400	0	1	400	0
发电机 2	1	0.4	20	1	400	0	1	400	0
发电机 3	1	0.4	20	1	400	0	1	400	0

发电机	K_{PCV}	K_{IC}	ULD_{MAX}	ULD_{MIN}	TM_{MAX}	TM_{MIN}	BM_{MAX}	BM_{MIN}	
发电机 1-1	1	1	999.0	−999.0	1.0	0.0	1.0	0.0	
发电机 1-2	1	1	999.0	−999.0	1.0	0.0	1.0	0.0	
发电机 2	1	1	999.0	−999.0	1.0	0.0	1.0	0.0	
发电机 3	1	1	999.0	−999.0	1.0	0.0	1.0	0.0	

表 8.5-12 **调 速 器 参 数**

发电机	K (pu/rad)	T_1 (s)	T_2 (s)	T_3 (s)	$\dot{P}_{up}$ (p. u. /s)	$\dot{P}_{down}$ (p. u. /s)	P_{MAX} (MW)	P_{MIN} (MW)
发电机 1-1	20.0	0.30	0.30	0.05	0.1	−1.0	55.0	10.0
发电机 1-2	20.0	0.30	0.30	0.05	0.1	−1.0	55.0	10.0
发电机 2	20.0	0.30	0.30	0.05	0.1	−1.0	163.2	10.0
发电机 3	20.0	0.30	0.30	0.05	0.1	−1.0	108.8	10.0

表 8.5-13 **汽 轮 机 参 数**

发 电 机	T_{CH}	T_{RH}	T_{CO}	F_{HP}	F_{IP}	F_{LP}
发电机 1-1	0.2	10.0	0.0	0.337	0.663	0.0
发电机 1-2	0.2	10.0	0.0	0.337	0.663	0.0
发电机 2	0.2	10.0	0.0	0.337	0.663	0.0
发电机 3	0.2	10.0	0.0	0.337	0.663	0.0

第 6 章　电力系统物理和数字物理混合实时仿真

1　概述

对于重大电力系统工程规划、设计、建设和运行的各个阶段，不仅需要电力系统离线计算分析工具，同时还需要电力系统实时仿真装置，用以研究和解决遇到的各种技术问题。加拿大、中国、日本、巴西、韩国等国家和 ABB、西门子等公司均建设了大规模的电力系统实时仿真装置。

1.1　电力系统仿真装置的种类

电力系统仿真装置是应用相似原理，仿真实际电力系统的物理或数学模拟装置。它主要用于研究电力系统的整体特性和元件特性、电力系统和控制系统的相互作用，验证新的系统理论或控制理论在电力系统中的应用，考验新的继电保护或控制装置及新的技术措施等。由于在实际的电力系统中进行上述试验受到很大限制，或者对系统安全运行要冒很大的风险，因而必须在仿真装置上进行试验。

电力系统仿真装置可分为基于物理模型的动态模拟装置、数字和物理混合仿真装置以及全数字实时仿真装置。各种仿真装置都有自己的优点和缺点，各有各的适用范围。

1.2　仿真装置的设计原则

（1）仿真装置中的物理量的变化规律必须和实际系统中对应的物理量的变化规律一致。或者说，模型中的物理量和实际系统中对应的物理量成一定比例关系。因此可以从模型实验得到的物理量折算出实际系统中的物理量。

（2）物理模型的设计应遵循相似理论。即模型中的各种物理量相对于原型中对应的物理量缩小了某一比例，并满足相似条件。

（3）设计模拟模型时，应使模型的标幺值微分方程或传递函数与真实系统的标幺值微分方程或传递函数相同。

（4）设计数字模型时，应遵循仿真算法，所得离散化模型应能代表连续系统模型。

1.3　仿真装置的发展趋势

基于物理模型的动态模拟装置，出现于 20 世纪 20 年代，在 60～70 年代得到进一步发展，作为一种实验研究工具，对推动电力系统科学研究和生产发展起了重要作用。动态模拟技术的优点是能够比较精确地反映物理现象，适合于对尚不清楚的物理现象和系统特性的研究，故尽管这种仿真方法设备维护工作量大，建模工作较为复杂，能模拟的电力系统的规模受到较大限制，但已建的这种基于物理模型的动态模拟装置仍在广泛应用并不断完善。

基于数字和物理混合的仿真装置随着电子计算技术的发展，在 20 世纪 70 年代以后得到广泛应用。由于这种类型的仿真装置的一部分模型元件采用了数字模型（如电机模型），因而建模比基于物理模型的动态模拟装置方便、灵活。但由于系统其他模型元件仍旧是物理模型，故其兼有基于物理模型的动态模拟装置的优点和缺点。这种类型的仿真装置能模拟的电力系统的规模也受到一定限制。一种改进的方法是将数字模型部分尽可能扩大，使其不仅包括电机模型，还包括交流系统其他元件模型（如交流线路模型、变压器模型等）以及部分直流系统元件模型（如直流线路等），从而使这种类型的仿真装置模拟的电力系统规模易于增大。但这种方法必须妥善解决数字模型和物理模型之间的接口问题。这种接口技术现已提出几种方案，正处于深入研究开发之中。一旦此接口问题得到圆满解决，这种兼有物理仿真和数字仿真优点的混合仿真方法将具有广阔的发展前景。

随着计算机硬件和软件技术的发展，近些年来，电力系统全数字实时仿真技术得到了很大的发展，已可用于机电暂态实时仿真、电磁暂态实时仿真以及机电—电磁暂态混合实时仿真（见第 7 章）。这种实时仿真技术与前述两种仿真技术相比，建模便捷、模拟规模易于扩大、成本低廉、试验效率高，无疑是实时仿真技术的发展方向。但由于这是一种根据人们的认识建立数学模型的仿真方法，因此，对于尚未认识清楚的物理现象，就可能造成建立的数学模型不准确，从而造成实验结果的失真。这是为什么目前全数字实时仿真尚不能完全取代物理仿真的根本原因。另外，对于大规模的全数字实时仿真实验，模型系统各部分之间的通信时延现在还是保证仿真“实时性”的技术瓶颈，有待深入研究。故全数字实时仿真装置目前主要用于较小规模系统的研究，以及继电保护等装置的试验研究。随着研究工作的深入，其仿真模拟的系统规模正逐步扩大，准确度也逐步得到提高。

2　基于物理模型的动态模拟装置及应用

20 世纪 60 年代以前，电力系统仿真主要采用基于物理模型的动态模拟装置，它是由按比例缩小的旋转发电机、电动机、变压器、线路等元件构成，例如：俄罗斯直流研究院、中国电科院和清华大学等单位的动态模拟试验室，就装备有这种动态模拟装置。动态模拟技术的优点是能够比较精确地反映物理现象，适合于对原始物理现象和系统特性的研究，以及对继电保护和自动控制装置的试验检测等；其缺点是设备维护工作量大，建模工作较为复杂；由于受设备规模的限制，其能模拟的电力系统的规模也受到较大限制。

2.1　模型系统的构成

电力系统物理模型由各种元件的模型组成。这些元件模型包括同步发电机、同步调相机及其励磁系统模型，变压器模型，输电线路模型，原动机和调速器模型，负荷模型以及其他设备模型等。

（1）同步发电机、同步调相机及其励磁系统模型。同步发电机、同步调相机及其励磁系统模型是专门设计的小容量、低电压的电机，其主要参数的标幺值和用标幺值表示的特性应与原型相同。转子电阻需采用特殊设备补偿。机械惯量不足时，可以增设飞轮片；机械惯量过大时，也可用专门设备补偿。旋转励磁机通常采用小容量电机模拟，静止励磁系统和调节器一般用电子装置模拟。

(2) 变压器模型。变压器模型采用专门设计的小容量、低电压变压器，其主要参数的标幺值和用标幺值表示的特性应与原型相同。设计时常需要采取特殊措施增大模型变压器漏抗。

(3) 输电线路模型。输电线路模型通常采用Π型或 T 型元件组成的链形网络。Π型或 T 型元件由电抗器、电阻器和电容器组成，模拟输电线路的电感、电阻和电容（包括线间电容和对地电容）。在模拟双回路输电线路时，还要模拟双回路间的互感。输电线路模型的频率特性应与实际线路相同。线路上有串联电容或并联电抗时也要给予模拟。

(4) 原动机和调速器模型。对于原动机和调速器的模拟，一般用直流电动机模拟原动机，用电子装置模拟调速器。模拟原动机时，最主要的是模拟它的转矩特性。蒸汽容积效应和水锤效应也需要考虑。

(5) 负荷模型。负荷模型由按比例缩小的旋转电机、照明、电热等负荷成分组成。旋转电机的转矩特性也应当模拟。不同电力系统具有不同比例的负荷成分，模型的负荷成分比例应与实际负荷的一致。

(6) 其他设备模型。高压断路器一般采用接触器模拟，对断开时间有严格要求时，也采用双向晶闸管及其控制电路组成的装置模拟。若所模拟的实际电力系统有直流换流设备、静止无功补偿器等时，也需要用专门设计的模型模拟。在做某些试验时（例如继电保护试验），电压互感器和电流互感器不仅应满足一般测量要求，还应能模拟实际互感器的响应特性。

将上述元件模型按所模拟的实际电力系统的接线图连接起来即组成模型电力系统。物理模型中的现象或过程与实际电力系统中的现象或过程具有相同的物理属性。

2.2 应用范围

基于物理模型的动态模拟装置，其突出优点是物理性质真实，物理模型自然地计入了各种复杂因素，如非线性、非正弦、谐波，而不像数字仿真时必须人为地将各种需要考虑的因素列入方程式。在对某些新现象还不够清楚时，在一定条件下物理模型可以用来校验理论和计算公式，判断各种假设的合理性。物理模型的另一优点是直观。研究者可以直接观察到研究结果，获得清晰的物理概念。此外，它还可以方便的接入实物，如可将继电保护装置、安全自动装置、励磁调节器等接入模型系统进行试验。其主要缺点是建造物理模型费用很高；模型参数调整不方便，故模型系统规模不能太大，模拟复杂系统困难。

基于物理模型的动态模拟装置，主要适用于研究电力系统的机电暂态过程，包括改善电力系统运行性能的措施、研究和验证新的控制或保护设备、研究和验证调度自动化软件



图 8.6-1 中国电力科学研究院的电力系统动态模拟装置

系统、校验电力系统分析软件、培训人员等。图 8.6-1 是中国电力科学研究院的基于物理模型的电力系统动态模拟装置。此动态模拟装置拥有模拟发电机 12 台，配套的升压变压器、电源变压器及负荷变压器共 27 台，异步电动机和同步电动机共 16 台。目前正拟适当完善，以满足我国 1000kV 特高压交流输电工程实时仿真研究的需要。

3 数字和物理混合仿真装置及应用

数字和物理混合仿真装置是电力系统部分元件采用物理仿真、部分元件采用数字仿真构成的仿真装置，也称为数模混合式仿真装置。通常，发电机、电动机等旋转设备采用数字模拟方法，变压器、线路等元件仍采用物理模型。目前已建立数模混合式仿真试验室的有：加拿大魁北克电力研究所(IREQ)；日本中央电力研究所；巴西中央电力研究院(CEPEL)；ABB、西门子等制造厂商；中国电力科学研究院；华北电力大学等。

数模混合式仿真装置能比较精确地反映交/直流系统的物理现象，是交/直流电力系统运行特性和控制保护装置等的主要试验研究工具。与全物理的动态模拟装置相比，设备维护工作量和建模复杂程度都减少了。

电力系统数模混合式实时仿真已是一项成熟的技术，虽然也受设备规模的限制，但由于发电机等旋转设备采用了数字模拟的方法，因此与全物理的动态模拟装置相比，更便于扩大仿真系统的规模，可以模拟较大规模的电力系统，也可以方便地接入实际的控制保护装置，因此在交/直流输电工程的实验研究中得到了广泛应用。

3.1 模型系统的构成

(1) 交流电源模型。一般采用三相交流电压源，用以模拟无穷大交流系统。各相电压的幅值、波形及相位均可独立调节，以模拟任意不对称交流系统。

(2) 同步电机模型。用以模拟同步发电机及等值交流系统的性能，亦可作为负载使用，模拟同步电动机的性能。这种电源模型是以微处理器为核心的电子回路构成的。在微处理器中，以同步电机派克方程为基础进行软件编程（通常用 7 阶模型），甚至可以包括原动机的轴系模型，以表征汽轮发电机组或水轮发电机组转子的机械特性。微处理器计算出的电机端电压及电流数值经数/模转换器转变成模拟量，再经功率放大器放大输出。这种电机模型的显著特点是改变电机参数比较方便，尤其是轴系参数。

(3) 变压器模型。变压器模型通常采用物理模型。在很多情况下，仿真系统中的变压器可简单地用等值串联阻抗表示，然而，对于需要考虑变压器饱和特性的场合，只用串联阻抗就不够了。另外，变压器型式也很多。为了通用，仿真系统中的变压器模型往往由几个元件组合而成。它的基本元件是小容量的单相双绕组线性变压器，以及模拟变压器短路电抗的电抗器、模拟饱和特性的饱和电抗器等。线性变压器漏抗很小，可以忽略不计，故可视为理想变压器。线性变压器原边和副边均设计有若干抽头，以便尽可能准确地模拟实际变压器的变比。变压器模型的电阻损耗通常比所模拟的实际变压器高，通过在每台变压器二次侧串接负阻补偿模块，补偿其损耗，使模型的损耗水平与实际变压器相同。在保证变压器变比的前提下，根据实际变压器和模型变压器的参数，计算确定模拟变压器各侧匝数，分接头匝数。

(4) 线路模型。通常，输电线路用若干串联的Π型或 T 型接线的线路模块模拟。每一线路模块模拟一段输电线路。

同样长度的输电线路，串联的Π型或 T 型线路模块越多，对线路的分布参数特性的表达越精确。因此，一个线路模块模拟的实际线路长度应随所研究问题的性质而改变，如在研究行波保护等涉及电流、电压传播特性问题时，每个线路模块模拟的线路长度就应短些。线路模型通常做成三相四线制模块，既可用于交流线路模拟，又可用于直流线路模拟。线路模块由一组电感线圈、电容器、电阻器构成。电感线圈用于表征一段线路电感，要求在整个运行范围内线性度要非常好，通过不同电感线圈的串联组合，应能从小到大模拟一定范围内不同大小的电感值。电容器用于表征一段线路电容，包括相对地电容、相间电容。通过不同电容器的串/并联组合，应能从小到大模拟一定范围内不同大小的电容值。电阻器用于表征一段线路的电阻。通过不同电阻器的串/并联组合，应能从小到大模拟一定范围内不同大小的电阻值。为了便于建模，线路模块按参数大小设计为几种不同数值范围的模块，如电感量为 1～36mH、10～100mH 的模块等。通常，电感元件、电阻元件的参数误差控制在±1%以下，电容元件的参数误差控制在±5%以下。

（5）断路器模型。断路器模块用于模拟实际断路器特性。交流断路器模型的合闸操作随时可执行，分闸操作则与电流过零点同步。断路器分合闸时滞应是可调的，以便与实际断路器分合闸时间吻合。断路器模块主要由水银继电器和晶闸管及其控制电路构成。通过时序配合（合闸时水银继电器接点先合上，分闸时水银继电器接点先断开），水银继电器用于快速闭合，避免触点反弹并模拟合闸时触点电压为零；晶闸管用于保证电流为零时断开。由于断路器模块使用了水银湿接点，断路器模块不能倒置运行，否则可能损坏水银继电器。

（6）隔离开关模型。仿真装置中的隔离开关模型，是一组三相四线制接线模块，其上装有若干继电器。通过计算机控制继电器接点的开合，模拟实际工程中的隔离开关的分合功能，同时也起模型母线连接的作用。

（7）电容器模型。电容器模型由一组不同电容值的低压电容器构成。有两种型式的电容器模块，一种在模块上设计有若干插孔，通过手工接线，可改变输出的电容数值；另一种在模块上装有若干继电器，电容器模块输出的电容数值可由计算机编程决定。电容值的误差一般小于±5%。

（8）电阻模型。电阻模型由一组不同电阻值的小功率电阻构成。有两种型式的电阻模块，一种在模块上设计有若干插孔，通过手工接线，可改变输出的电阻数值；另一种在模块上装有若干继电器，电阻模块输出的电阻数值可由计算机编程决定。电阻值的误差一般小于±1%。

（9）电抗器模型。在仿真系统中，电抗器模型用于模拟实际电抗器或等值系统电抗。由于在实际电力系统中，无论是并联电抗器还是线路电感，在其运行范围内大多数都具有很好的线性度。因此，仿真系统中的电抗器模型应能在足够大的工作电流和频率范围内保持其电感量不变。为了便于使用，电抗器模型做有多种电感量值范围的模块，如 10～100mH，100～1000mH，1～10H 等。每一电抗器模块上都设计有若干电感量不同的电感线圈，可在一定范围内按需要选取合适的输出电感值。电抗器模块的电感误差一般小于±1%。对电流及频率变化的线性误差也可控制在±1%以内。

（10）滤波器模型。滤波器模型由电阻器模块、电容器模块和电抗器模块按需要连接而成。这些模块都具有若干抽头，供调整滤波器参数之用。对滤波器的模拟，主要是使滤波器模型的阻抗特性（幅值和相角）与实际工程中的滤波器一致，频率调谐点要与实际滤波器相同，而不一定组态相同。例如，实际滤波器是双调谐的，也可以用两个单调谐的滤波器模拟，只要它们合成的阻抗特性与被模拟的实际双调谐滤波器一致即可。

（11）避雷器模型。由于稳压二极管的特性与实际避雷器的非线性特性相似，故用若干稳压二极管与线性电阻串/并联，即可用几段折线特性模拟整个避雷器的非线性特性。通常，用 2～3 段折线模拟就足够了。由于稳压二极管具有单向特性，作为交流避雷器模型时，需要一个单相桥式二极管整流电路作前置处理。稳压二极管的参数误差控制在±5%以下。

（12）电流传感器模型。电流传感器模型用于将仿真系统中所测量到的电流转换成适当大小的电压信号，其输出模量电压一方面经模/数转换器变为数字信号，供计算机测量、监视、分析和处理；另一方面也可供示波器、电压表及记录仪监视。因此，其输入回路和输出回路之间应有电气隔离。交流电流传感器模块一般采用零磁通原理，由一小磁环和其后的线性放大器构成。电流的输入回路一般设有若干抽头，以便调节变比。传感器模块在工作范围内的线性误差应小于 0.1%，小信号带宽应大于 10kHz。

（13）电压传感器模型。电压传感器模块用于将仿真系统中所测量到的电压转换成适当大小的电压信号，其输出模量电压一方面经模/数转换器变为数字信号，供计算机测量、监视、分析和处理；另一方面也可供示波器、电压表及记录仪监视。因此，其输入回路和输出回路之间应有电气隔离。交流电压传感器模块由阻容输入电路和其后的线性隔离放大器构成。通过小型开关选择适当的输入电路的电容值和电阻值，即可模拟实际电压互感器的响应特性。传感器模块在工作范围内的小信号频率响应大于 10kHz，测量误差一般小于±0.5%。

（14）负电阻模型。在仿真系统中，考虑到模型的尺寸和重量，制造的变压器、晶闸管阀等物理模型的电阻性压降和损耗与实际值相比往往太大，故需要串联专门设计的负电阻模块予以补偿。负电阻模块由一组可变增益放大器构成。改变放大器增益，即可调整负电阻大小。但必须注意，补偿的负电阻值绝不能超过所接入回路的等值电阻，否则会招致振荡或不稳定。负电阻值的整定精度可达到±0.1%，频率响应可大于 10kHz。

（15）辅助设备。仿真系统还需要配备程序控制器，用以控制故障发生和进行试验的时序；配备数据收集与分析系统，由计算机及其相应的分析处理软件、记忆示波器、打印机等构成，用以分析和处理实验数据。

3.2　应用范围

最近半个世纪以来，随着电力系统规模的不断扩大及越来越多的高压直流输电工程投入运行，当今的电力系统已进入交直流混合电网时代。由于数字和物理模型混合的数模混合仿真装置易于模拟比基于物理模型的动态模拟装置规模更大的电力系统，且特别适合于模拟尚待认识的同时包含交流和直流的混合电力系统，故这种仿真技术得到了长足的发展。研究的范围涉及交直流系统的稳态、动态及某些暂态性能，特别是交直流系统的相互影响。加拿大魁北克电力研究所（IREQ）、日本中央电力研究所、巴西中央电力研究院（CEPEL）、中国电力科学研究院等都先后建立了大规模的数模混合式实时仿真试验室，并完成了大量的电力系统试验研究工作。例如，中国电力科学研究院就利用所建的大规模数模混合式实时仿真装置，对三峡交、直流输电系统和东北

一华北一华中等互联电网的规划方案进行过验证研究；对三常、三广直流输电工程和葛上直流控制保护改造工程的控制保护设备进行过性能验证试验，对这些直流工程的系统调试项目进行过预演研究；对直流输电系统运行中出现的多种故障进行过原因分析和反事故措施研究；并为现场运行人员举办了多次技术培训班。图 8.6-2 是中国电力科学研究院的电力系统数模混合式仿真装置。其现有模拟设备规模如下：

（1）数字电源模型 40 组，包括发电机（24 台）、动态负荷和电源模型。

（2）2 个双极直流输电系统模型（ 8 组 12 脉冲换流器）。

（3）输电线路模型 140 组（三相四线制），用于模拟交直流线路（可以模拟大约 10 000km 输电线路）。

（4）交流变压器模型 18 组（三相）。

（5）换流变压器模型 16 组（有载调压，三相）。

（6）高压并联电抗器模型 38 组（三相）。

（7）电源电抗、变压器漏抗及等值联络电抗 130 组(三相)。

（8）可变负荷（电阻、电容）56 组（三相）。

目前正在扩建数字仿真模型（HYPERSIM 系统）和另外 2 个双极直流输电系统物理模型（ 8 组 12 脉冲换流器 ），以满足我国迅速发展的包括特高压交/直流工程在内的大规模电力系统实时仿真研究的需要。



图 8.6-2 中国电力科学研究院的电力系统数模混合式仿真装置

4 基于数字物理模型的高压直流输电模拟装置及应用

为了研究高压直流输电系统的稳态、动态和暂态性能，以及研究交/直流系统的相互影响，高压直流输电设备制造厂商（如 ABB、西门子等）以及用户（如加拿大魁北克电力研究所、中国电力科学研究院等）都建立了基于数字物理模型的高压直流输电模拟装置。

一套完整的直流输电系统模拟装置，包括直流输电系统全部主要元件模型，如电源模型、换流器模型、交/直流线路模型、交/直流滤波器模型、开关设备模型、避雷器模型、控制及保护系统模型等。此外，还有程序控制器、负阻补偿器、测量系统、数据收集与分析系统等辅助设备。

对于不同的交/直流系统规模和系统条件，以及不同的研究重点，直流仿真装置的容量和规模有较大的差异。例如，为了探索大容量直流输电与大容量核电站直接相连时可能发生的尚未为人们掌握的现象，建立的直流输电仿真装置的额定值达±1500V、15A，同步电机模型的相应容量达 100kVA。而用于一般研究的直流输电仿真装置的额定值却很低，如±40V、0.2A 或±200V、0.25A。

4.1 模型系统的构成

基于数字物理模型的高压直流输电模拟装置的模型，基本上与本章第 3 节介绍的数字和物理混合仿真装置相同。但有如下直流输电特有模型：

（1）换流器模型。换流器模型的基本单元是由 6 个阀臂按三相桥式接线组成的换流单元。按需要将几个换流单元的直流侧端子串联起来，便构成了所需的换流器模型。不同时期和不同技术发展水平下，换流器模型采用的器件有所区别。早期曾采用闸流管模拟实际工程使用的汞弧阀；20 世纪 70 年代以后，随着晶闸管阀在实际直流输电工程中的应用，换流器模型也跟着改用单个小容量晶闸管元件模拟实际工程使用的晶闸管阀。采用这种模拟方法时，由于小容量晶闸管元件的正向压降与实际工程的晶闸管阀相比太大，必须串入负电阻进行补偿。随着技术的进步，现在又使用具有双向可控功能的大功率 MOSFET 管，对晶闸管阀进行模拟。这种模型具有功耗小、正向压降小、无需负阻补偿、可靠性高等优点。

（2）换流变压器模型。换流变压器模型通常也采用物理模型，与一般交流变压器模型基本相同（见 6.3.1 节）。但是，由于实际换流变压器都装有有载调压分接开关，故换流变压器模型也装设有有载分接开关，其构成及工作原理与实际换流变压器相同，它与直流控制保护模型配合，能够很好地模拟直流输电系统运行中实际换流变压器有载分接开关的动作过程。

（3）直流控制保护系统模型。直流输电系统仿真装置中，一般配备有基于计算机硬件平台的直流控制保护系统模型，它包括了实际直流输电工程常有的直流控制保护功能，如双极功率控制、极电流控制、换流阀组控制、换流器触发脉冲控制等基本控制功能，以及换流器保护、直流线路保护模型等，另外，还有人机接口、数据收集系统等。控制保护系统模型是以数字计算机为平台构建的，故可根据所研究的具体直流工程的要求，编制相应控制保护软件，即可满足该直流工程一般性仿真研究的需要。

然而，由于直流输电系统的性能与其控制保护系统的性能关系密切，当需要十分准确地模拟实际直流输电系统的特性时，往往需要接入所研究的直流输电系统使用的实际直流控制保护设备。

（4）直流平波电抗器模型。直流平波电抗器模型使用电抗器模块模拟。尽管实际工程中的直流平波电抗器有干式和油浸式两种，但在模拟时，通常不加区别，只模拟其电感值。

（5）直流滤波器模型。直流滤波器模型由电阻器模块、电容器模块和电抗器模块按需要连接而成。这些模块都具有若干抽头，供调整滤波器参数之用。对滤波器的模拟，主要是使滤波器模型的阻抗特性（幅值和相角）与实际工程中的滤波器一致，频率调谐点要与实际滤波器相同，而不一定组态相同。例如，实际滤波器是双调谐的，也可以用两个单调谐的滤波器模拟，只要它们合成的阻抗特性与被模拟的实际双调谐滤波器一致即可。

（6）直流断路器模型。直流断路器模型用大功率场效应晶体管作为开关器件，模拟直流断路器切断直流电流的能力。

（7）直流电流传感器模型。直流电流传感器模型用于将仿真系统中所测量到的直流电流转换成适当大小的电压信号，其输出模量电压一方面经模/数转换器变为数字信号，供计算机测量、监视、分析和处理；另一方面也可供示波器、电压表及记录仪监视。因此，其输入回路和输出回路之间应有电气隔离。直流电流传感器模块一般由一个串入主回

路的低值测量电阻和接在其两端的线性隔离放大器构成。变比调节则通过改变放大器增益实现。为了减小因接入传感器而对主回路产生的影响，串入主回路的测量电阻的阻值应尽可能小，通常应小于 0.1Ω。传感器模块在工作范围内的线性误差应小于 0.1%，小信号带宽应大于 10kHz。

(8) 直流电压传感器模型。直流电压传感器模型用于将仿真系统中所测量到的直流电压转换成适当大小的电压信号，其输出模量电压一方面经模/数转换器变为数字信号，供计算机测量、监视、分析和处理；另一方面也可供示波器、电压表及记录仪监视。因此，其输入回路和输出回路之间应有电气隔离。直流电压传感器模块由电阻分压输入电路和其后的线性隔离放大器构成。通过调整放大器的增益值，即可模拟实际直流电压互感器的变比。传感器模块在工作范围内的小信号频率响应大于 10kHz，测量误差一般小于 ±0.5%。

4.2　应用范围

由于数字模拟建模及修改参数方便、灵活，并具有较好的经济性，故随着计算机技术的发展，数字模拟在直流输电和电力系统仿真装置中的应用，正在逐步扩大。但由于换流器的非线性特性和高速控制的要求，用全数字实时仿真还有些问题有待深入研究。因此，到目前为止，对直流输电系统的实时仿真研究，特别是重大的研究任务，如直流输电工程控制保护设备出厂联调试验、现场系统调试预演试验等，仍大量使用基于数字物理模型的高压直流输电模拟装置。如 ABB 公司对我国三常直流、三广直流、三上直流工程所做的控制保护设备出厂联调试验、中国电力科学研究院为这些直流工程所做的现场系统调试预演试验等，都采用了这种高压直流输电模拟装置。

另一种基于数字物理模型的高压直流输电模拟装置，则扩大了数字模拟的设备范围，它除了换流器和换流变压器使用物理模拟外，交流系统部分及包括直流线路在内的直流系统其他部分都使用数字模拟。如西门子公司为我国天广直流、贵广直流 I 回所做的控制保护设备出厂联调实验，就是一个例子。由于这种数字物理仿真方法的关键技术即数字模型和物理模型之间的接口问题尚有待深入研究，这种仿真方法目前还处于探索阶段。显然，这种仿真方法具有明朗的发展前景。

第 7 章 电力系统全数字实时仿真

1 概述

20 世纪 90 年代至 21 世纪初以来，高性能服务器组成的计算机集群系统、高速通信网络和并行计算技术的发展，使大规模电力系统的全数字实时甚至超实时仿真计算成为可能；而大型交直流输电系统实时仿真研究和电网自动化、控制保护设备测试的需要，推动电力系统数字实时仿真技术得到很大发展，且有逐步取代传统数模混合实时仿真的趋势。电力系统全数字实时仿真装置造价低、占地面积小、可扩展性好，是当前国际上实时仿真的主要发展方向。

电力系统是一个由发电、输电、配电、用电等设备，及其辅助控制和保护系统构成的超大规模复杂系统，系统规模庞大、元件众多、覆盖地域广大。受扰动后电力系统的动态过程也十分复杂，按其持续时间的长短，通常可分为电磁暂态过程、机电暂态过程和中长期动态过程三个阶段。

电磁暂态是电力系统承受故障扰动后最初的反应过程，一般不超过 1ms。电磁暂态过程仿真的主要目的在于分析和计算故障或操作后可能出现的暂态过电压和过电流。由于电力系统电磁暂态仿真中所用的瞬时值数学模型复杂，求解微分方程的积分步长很小，因而电力系统的电磁暂态仿真的规模受到一定限制，通常不超过几十个母线的节点和线路。电磁暂态数字仿真的计算步长常常取 20～200μs。

机电暂态过程的持续时间常在故障扰动后几秒至几十秒。机电暂态仿真主要用于分析电力系统的稳定性，研究系统受到大扰动后的暂态稳定和受到小扰动后的小干扰稳定性能。由于过程中系统频率变化不大，仿真时采用基波相量理论分析计算。机电暂态过程数字仿真的计算步长常常取 10ms 左右。

中长期动态过程仿真分析主要关注大规模系统扰动以及由此引发的有功和无功、发电量和消耗量之间不平衡等持续时间较长、动作较缓慢的现象。系统中长期过程在大型电力系统中所经历的时间较长，中期现象一般持续几十秒到几分钟，而长过程现象则持续几分钟到十几分钟甚至几十分钟。仿真中要考虑具有中长期过程特性的模型，如锅炉、核电站等模型。仿真计算通常采用适合刚性变量的变阶变步长计算方法。计算步长通常从十毫秒到几秒不等。

以目前的仿真和计算机技术，对时域和空间范围如此之大的动态过程进行仿真很难一次完成，通常的作法是根据仿真需要，对所关心的时域动态过程和空间区域详细模拟，而对其他时域过程和空间范围则近似简化。直至 21 世纪初，成熟的全数字实时仿真装置主要是小规模的电磁暂态仿真系统，如国外开发的实时数字仿真装置 RTDS 等。该类型装置主要用于电力系统自动控制和保护系统的试验和检测，以及小规模电网的电磁暂态过程研究；用于大电网和复杂电力系统的电磁暂态过程研究和装置试验时，要对系统作适当的等值化简。由于机电暂态和电磁暂态两者仿真计算步长相差很大，前者通常取 10ms 左右，后者取 50μs 左右，两者相差约有 200 倍；因此，为了解决大规模电力系统全过程暂态仿真的困难，实现大规模电网和复杂电力系统的暂态全数字实时仿真，以当前计算机技术发展可能达到的水平，一种可行的技术解决方案是，首先通过分网并行计算实现大规模电网机电暂态过程的实时数字仿真；同时在大电网中选取特定的研究部分实现电磁暂态实时仿真。即在对全系统进行机电暂态过程仿真的同时，对局部网络或元件做电磁暂态分析，这样既能对某些设备如直流输电、电力电子装置等做详细的电磁暂态仿真模拟，又能保障大电力系统的整体计算速度。这就涉及机电暂态仿真和电磁暂态仿真的接口技术，在机电暂态分网并行计算的同时，实现与电磁暂态仿真的接口和并行计算。

国内外学者对上述解决方案进行了研究和开发。其中，2001～2004 年，中国电力科学研究院以国内具有自主知识产权的电力系统分析计算通用软件（PSASP、EMTPE）为基础，基于高性能机群系统的软硬件支持，采用电力系统机电、电磁暂态分网并行计算方法，研制出电力系统全数字实时仿真装置。该装置功能全面，通过分网并行计算，实现了大规模电力系统机电暂态过程的实时数字仿真；通过机电暂态和电磁暂态混合仿真计算的接口，实现了大规模电力系统机电暂态与一定规模电力系统电磁暂态的混合实时数字仿真；通过软硬件接口，实现了与外接软件的实时并行计算及与外部物理装置的闭环仿真；仿真的电力系统规模已达到并超过 10 000 节点；实现了 PSS 装置、继电保护装置和直流输电控制装置等的试验，以及与通用仿真软件 MATLAB 的接口，与 EMS 调度自动化实时数据的接口，与用户自定义的数字模型的接口。全数字实时仿真装置的开发和应用为我国电力系统提供了一种先进、灵活、功能全面的数字仿真手段。

2 机电暂态过程的并行数字仿真

为了提高仿真计算的速度，并行处理技术被逐渐应用到电力系统机电暂态仿真计算中。所提出的并行算法大致可以划分为：空间并行、时间并行或两者的结合——时空并行。空间并行原理是将系统分割为小的子系统，由计算机并行处理各个子系统；而时间并行则通过同时求解多个积分步长来实现。从划分后子任务的计算量来看，又可以把并行算法划分为细粒度并行算法和粗粒度并行算法。一般来说，细粒度并行算法的通信次数较多，适应于向量并行机和共享内存的 SMP 并行机；粗粒度并行计算的通信次数较少，适应于消息传递的机群并行机。无论哪种类型的并行算法，通信次数和通信量越少，其并行效率越高。

由于时间并行算法及时空并行算法不适合做实时仿真和控制，因此机电暂态实时仿真并行算法采用空间并行算法，从求解网络方程入手，集中到线性方程组的并行求解方法上。

2.1 线性方程组并行求解

2.1.1 加边对角分块法（Bordered Blocked Diagonal Form, BBDF）

简称 BBDF 法。是通过合理的节点排序方法，使线性方程组系数矩阵 **A** 变为加边分块对角形式，如下式：

$$A=\begin{bmatrix} A_1 & & & & A_{1C} \\ & A_2 & & & A_{2C} \\ & & \ddots & & \vdots \\ & & & A_k & A_{kC} \\ A_{C1} & A_{C2} & \cdots & A_{Ck} & A_C \end{bmatrix} \tag{8.7-1}$$

其中 $A_1 \sim A_k$ 为 k 个相互间无关联的子块，它们分别与公共块相关联，k 为网络分块数，也是并行计算节点机数。

BBDF 法在对全网各矩阵子块并行 LU 分解和前代、回代求解的过程中，有以下特点：

（1）在各子网节点编号优化时，必须把与其他子网相连的边界节点编排在最后，以保证全网矩阵为“加边分块对角形式”。

（2）在各子网进行 LU 三角分解时，需进行边界点的汇总及对边界点块的单独分解。

（3）在各子网做前代和回代求解时，也需要有对边界点的汇总过程。

2.1.2　基于端口矩阵的求解方法

它是中国电力科学研究院在研制并行计算实时仿真装置时提出采用的方法。相对于 BBDF 类型的并行计算方法，该方法能保持已有网络方程稀疏矩阵计算过程的完整，减少并行化计算所带来的程序开发工作量，提高软件的可靠性。该方法的求解步骤如下：

（1）网络分割。将电网通过节点分裂或支路分割的方法，分为若干个子网。

（2）形成端口点关联阵及子网端口矩阵。端口点关联矩阵在计算过程中保持不变。子网端口矩阵由各子网系数矩阵逆矩阵中边界点元素构成的矩阵汇总而成。当子网系数矩阵发生变化时，子网端口矩阵需重新汇总形成。

（3）求解各子网络方程及端口方程。各子网方程可通过正常的节点编号优化、LU 三角分解和前代、回代求解。由端口矩阵方程元素组成的端口方程也是一组线性方程，可用通常的解法求解。

在电力系统仿真计算中，用于潮流计算和暂态稳定计算时方程的形式有所不同。在牛顿法类的潮流计算中，由端口矩阵方程元素形成线性的修正方程式，在迭代计算过程中用于求解待求端口电压相量的修正量；在机电暂态仿真计算中，由端口矩阵方程元素和网间联络线元素形成线性方程，在微分方程隐式梯形积分过程中用于求解端口电压相量准确值。在分网并行计算时，完成计算任务的并行计算机节点分为一台主控机和若干子机，端口方程形成及求解由主控机完成，各子网的计算由各子机完成。主控机和各子机的计算任务是串行的。

基于端口矩阵求解方法的优势和特点可概括为以下几个方面：①不影响电网的节点优化编号；②保持了原有线性方程组 LU 分解和前代、回代求解过程的完整性；③适用于电网的不同分割方法（按母线分裂或按支路分割），允许分割为任意多块；④程序实现简单，应用灵活，适用于电力系统潮流计算中的各种方法（牛顿法、PQ 分解法等）和暂态稳定中的网络方程求解，也可用于一般线性方程组的求解。

2.2　基于端口矩阵求解方法的分网并行潮流计算

潮流计算每次迭代的计算步骤如下：网络分割后，各子网分别求解线性方程 $AX'=b$，得到网络分割边界点未知变量的初步解 X' 并发送给主控机。将汇总的各边界点未知变量的初步解 X'_c 代入主控机的端口逆矩阵修正方程，求出初步解的修正量 ΔX_c。再修正初步解，求边界点的准确解 $X_c=X'_c+\Delta X_c$。最后求出各子网边界点右端项修正量 Δb_c 并将其分发给各子网。各子网求解方程 $AX=b+\Delta b$，求出本次迭代的准确解。

按上述步骤分网并行计算电力系统潮流的流程图如图 8.7-1 所示。

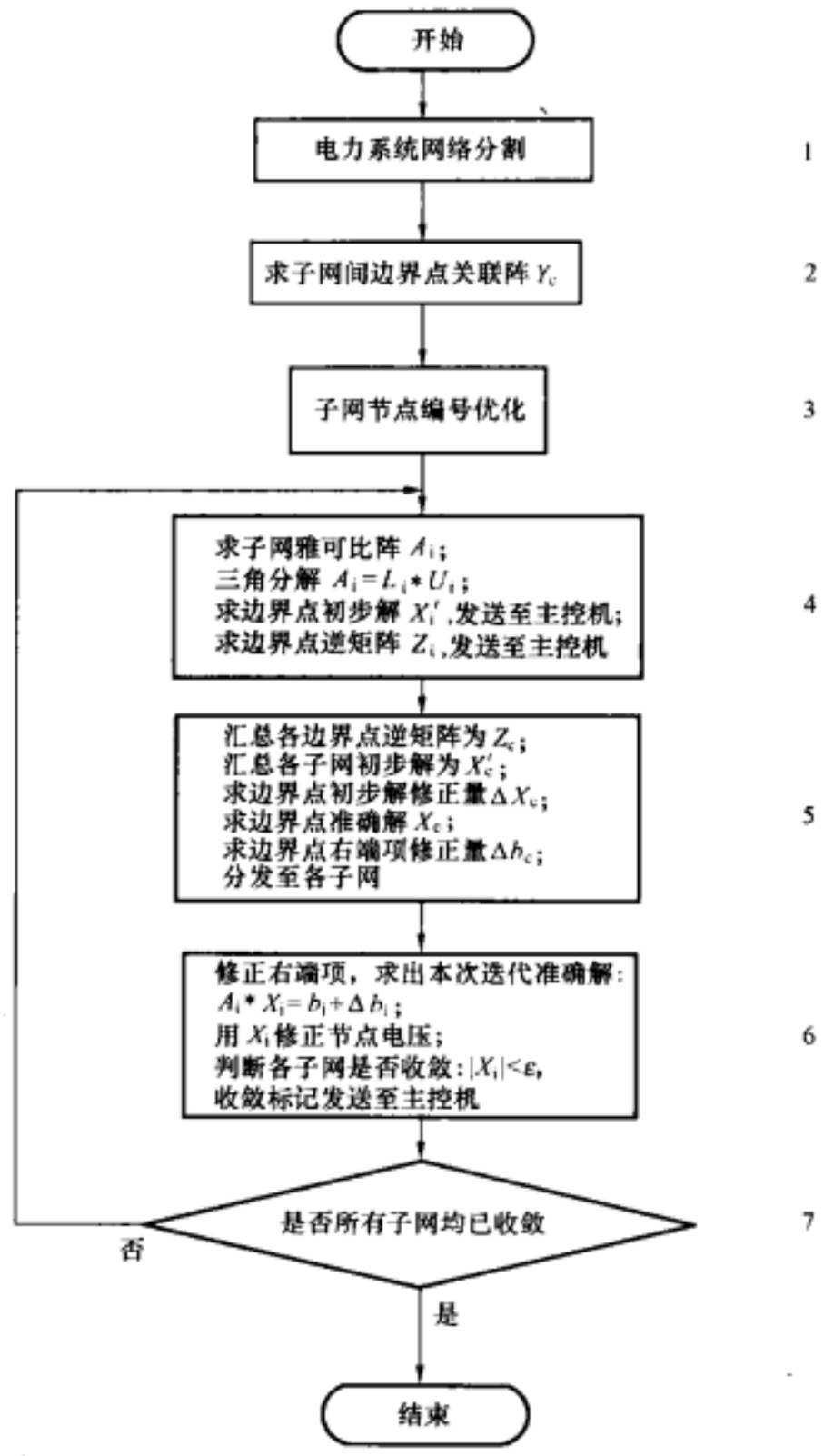


图 8.7-1　电力系统潮流并行计算流程图

2.3　基于端口矩阵求解方法的分网并行暂态稳定仿真计算

根据电力系统实时仿真的需求，暂态稳定并行仿真算法除了应能实现大型互联电网暂态稳定计算的一切功能外，还应能接入局部网络的电磁暂态（Electromagnetic Transient，EMT）仿真进行并行计算，实现机电暂态与电磁暂态过程的混合仿真；还应能进一步扩大机电暂态仿真的功能，接入用户自定义模型，接入 Matlab 等通用仿真软件并行计算，以及接入实际物理装置进行仿真试验等。

为实现上述目标，所采用的基于端口矩阵求解的分网并行计算、接入 EMT 仿真的并行计算和复杂故障的计算方法，可简述为：将网络分割的联络节点、各子网的故障点、各子网接入 EMT 点所构成的多端口等值导纳阵和等值电流源，通过联络线联系起来统一求解。以分三个子网的系统为例，其机电暂态仿真分网、接入 EMT 仿真和短路故障的并行计算示意如图 8.7-2 所示。

示意图中，分网联络点为 1，4，5，7；接入 EMT 点为 3，6；短路故障点为 2，8，9。

以上各类点可统称为端口点。具体计算步骤如下：

（1）各子网并行计算求本子网端口点等值导纳阵和等值注入电流。其中求子网端口点等值注入电流的方法是，将子网间联线开断，求解子网线性方程组得端口点开路电压，由端口等值导纳阵乘端口点开路电压得端口点等值注入电流。

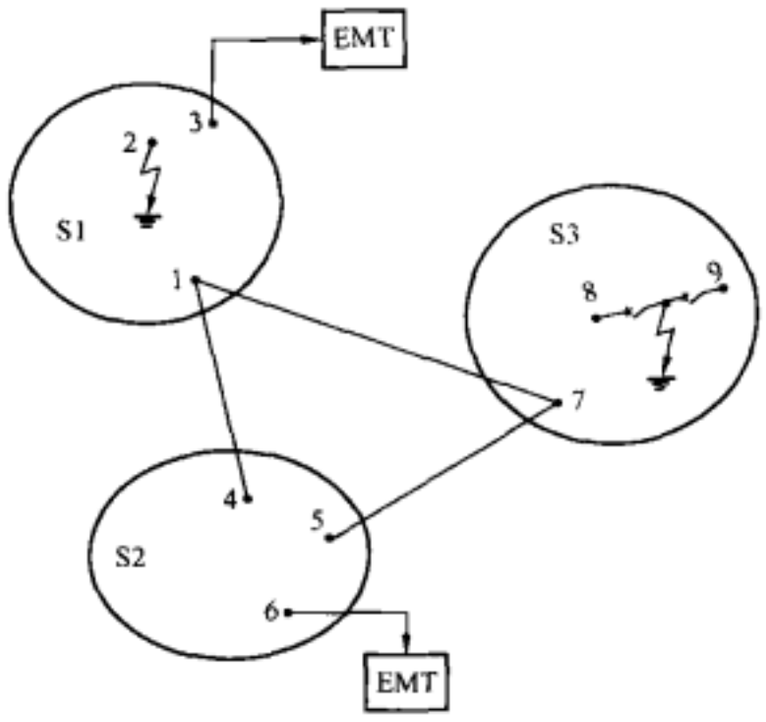


图 8.7-2 机电暂态仿真分网以及接入电磁暂态仿真和短路故障的并行计算示意图

(2) 通过联络线把子网等值端口导纳阵联系起来构成多端口等值导纳阵，各子网端口点等值注入电流构成等值电流源，联网后的线性方程组在主控机统一求解，得出的端口点电压发送给各子网。图 8.7-2 所示系统的的主控机方程式是

$$\begin{bmatrix} Y_{11}^{*} & Y_{12} & Y_{13} & -y_{14} & & & -y_{17} & & \\ Y_{21} & Y_{22}^{*} & Y_{23} & & & & & & \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & & & & & & \\ -y_{14} & & & Y_{44}^{*} & Y_{45} & Y_{46} & & & \\ & & & Y_{54} & Y_{55}^{*} & Y_{56} & -y_{57} & & \\ & & & Y_{64} & Y_{65} & Y_{66} & & & \\ -y_{17} & & & & -y_{57} & & Y_{77}^{*} & Y_{78} & Y_{79} \\ & & & & & & Y_{87} & Y_{88}^{*} & Y_{89}^{*} \\ & & & & & & Y_{97} & Y_{98}^{*} & Y_{99}^{*} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ V_5 \\ V_6 \\ V_7 \\ V_8 \\ V_9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{10} \\ I_{20} \\ I_{30} \\ I_{40} \\ I_{50} \\ I_{60} \\ I_{70} \\ I_{80} \\ I_{90} \end{bmatrix} \tag{8.7-2}$$

(3) 各子网根据所接收的端口电压，计算联网和故障所产生的注入电流 I^{*}，进而求解各节点正、负、零序电压，用于暂态稳定计算微分方程的求解。上述计算在各子网通过并行计算完成。

2.4 大规模互联电力系统机电暂态分网并行仿真算例

2.4.1 仿真示例系统概况

我国某 4 区互联电网于 2003 年形成地跨 14 个省、市、自治区，装机容量超过 1.4 亿 kW，南北距离超过 4600km 的超大规模同步交流电力系统。互联电网中区域电网间通过单回 500kV 线路联络，整个互联电网的稳定问题比较突出。

仿真所采用的系统包括电压等级为 500、220kV 网络以及部分 110kV 和 35kV 网络，计及容量为 50MW 以上的发电机组，各地区负荷接入 110kV 母线。

仿真计算的电网规模见表 8.7-1。

表 8.7-1 仿真计算的规模参数

电 网	母 线	交流线	变压器	直流线	发电机	负 荷
全 网	4884 条	3257 条	3632 台	2 条	524 台	1452 个

仿真计算对全网发电机进行详细模拟，采用次暂态电势 E_q'' 和 E_d'' 变化的 5 阶模型，考虑调速系统和励磁调节系统。部分负荷模型采用恒定功率、恒定电流组成的综合静态模型，其余采用感应电动机和恒定阻抗组成的综合动态模型。

仿真计算用的计算机机群系统配置如表 8.7-2 所示。

表 8.7-2 仿真计算用机群系统配置

序号	配件名称	配 置
1	管理节点 共 1 个	Intel Xeon 2.8GHz CPU (512KB L2 cache) 1G DDR RAM 36G SCSI 硬盘 100M 网卡+1000M 网卡
2	计算节点 共 8 个	2×Intel Xeon 2.4GHz CPU (512KB L2 cache) 1G DDR RAM 18G SCSI 硬盘 100M 网卡+1000M 网卡+Myrinet 网卡
3	机群网络	百兆以太网 千兆以太网 带宽 2G bit/s、延迟 10μs 以内的 Myrinet 网络
4	操作系统	Linux/Windows
5	并行支持软件	MPI、PVM

为了进行并行仿真计算，可以按地理位置或通过程序自动进行网络分割。对本示例四区互联系统，共给出 15 种网络分割方案，分别将系统分割为 2～16 个子网，其中前 5 种方案按地理位置进行网络分割，后 10 种采用自动分割（按节点分割）进行网络分割。

为了评价特定的并行算法，通常采用的评价指标是并行算法的加速比和并行效率。并行计算的加速比 S 是指对于同一个问题，用串行程序计算的时间 T_s 与用并行程序计算的时间 T_p 之比，即

$$S=\frac{T_s}{T_p}=\frac{\text{算法在单处理机上实际执行时间}}{\text{使用 } p \text{ 台处理机时算法的实际执行时间}}$$

并行计算效率 E 是并行程序性能的参数，即并行速度随处理器增加而提高的能力

$$E=\frac{S}{p}\times 100\%$$

并行算法设计的主要目标就是达到尽可能大的加速比、尽可能高的并行效率。

2.4.2 并行仿真计算结果

四区互联系统仿真计算的计算条件和故障方式为：机电暂态的积分步长为 0.01s，仿真 10s 过程，故障方式为某 500kV 线路发生三相短路故障，0.1s 后线路两侧开关跳开。

分别采用 1000M 以太网和 Myrinet 网作为计算机机群系统的通信网络进行仿真计算时的结果如表 8.7-3～表 8.7-4 所示，其中通信时间栏中列出了所有子网间的最大和最小通信时间。

表 8.7-3 四区互联系统千兆以太网并行计算结果

分割方案	子网个数	计算总时间 (s)	通信时间 (s)	加速比	并行效率 (%)
串行	1	16.31			
并行 1	2	9.33	1.71/2.21	1.75	87
并行 2	3	6.93	1.71/3.28	2.35	79
并行 3	4	6.14	1.43/4.24	2.66	66
并行 4	5	4.77	1.44/3.37	3.42	68
并行 5	6	4.27	1.44/2.77	3.82	64
并行 6	7	4.04	1.45/2.69	4.04	58
并行 7	8	4.34	1.52/3.45	3.76	47
并行 8	9	4.71	1.87/3.96	3.46	38
并行 9	10	4.39	2.21/3.76	3.71	37
并行 10	11	4.74	2.45/3.81	3.44	31
并行 11	12	4.37	2.69/3.64	3.73	31
并行 12	13	4.73	3.17/4.15	3.44	27
并行 13	14	4.98	3.69/4.38	3.27	23
并行 14	15	5.38	3.87/4.81	3.03	20
并行 15	16	5.62	4.12/5.12	2.90	18

计算结果表明，采用 1000M 以太网，分 7 个子网并行计算，10s 的动态过程可在 4.04s 内超实时完成，此时并行计算的加速比达到最大值 4.04。

表 8.7-4　四区互联系统 Myrinet 网并行计算结果

分割方案	子网个数	计算总时间 (s)	通信时间 (s)	加速比	并行效率 (%)
串行	1	16.31			
并行 1	2	8.54	1.09 /1.54	1.91	96
并行 2	3	5.93	0.89/2.66	2.75	92
并行 3	4	5.19	0.69/3.46	3.14	79
并行 4	5	3.86	0.78/2.53	4.23	85
并行 5	6	3.39	0.82/2.03	4.81	80
并行 6	7	2.79	0.42/1.55	5.85	84
并行 7	8	2.57	0.42/1.78	6.35	79
并行 8	9	2.72	0.58/2.08	5.98	66
并行 9	10	2.55	0.57/1.96	6.40	64
并行 10	11	2.92	1.23/2.33	5.58	51
并行 11	12	2.29	0.77/1.72	7.13	59
并行 12	13	2.62	1.11/2.11	6.22	48
并行 13	14	2.48	1.35/1.97	6.57	47
并行 14	15	2.64	1.28/2.22	6.18	41
并行 15	16	2.67	1.54/2.26	6.10	38

计算结果表明，采用高速 Myrinet 网，分 6 个子网并行计算，10s 的动态过程可在 3.39s 内超实时完成；分 11 个子网并行计算，10s 的动态过程可在 2.29s 内超实时完成，此时并行计算的加速比达到最大值 7.13。

图 8.7-3 为四区互联系统分网计算时间图，从该图可以看出，在机群系统上进行分网并行计算，可以显著提高仿真计算的速度。图 8.7-4 为四区互联系统分网计算加速比图，从该图可以看出在 Myrinet 网上进行并行计算的加速比远远优于在以太网上的加速比，当分网数目为 7 时在以太网上进行并行计算时加速比即开始趋于饱和，而当分网数目为 12 时在 Myrinet 网上进行并行计算的加速比达到最大，此后才开始趋于饱和。

3　电磁暂态过程的并行数字仿真

在分析电力系统快速的电磁暂态过程时，已有的数字仿真程序能采用数字模型对复杂网络和复杂元件进行仿真模拟。但是，由于目前多数数字仿真程序为离线计算程序，在需要进行实时仿真的场合，如继电保护试验、直流系统控制和保护测试，以及其他需要与外部物理设备进行闭环仿真时不能满足实际需求。目前，物理模拟或数模混合仿真是解决这类问题的主要手段。但是，由于这类仿真设备昂贵、占地面积大、可模拟的电力系统规模受制于仿真装置自身的规模和所使用元件的物理特性，因而可扩展性和兼容性差，难以

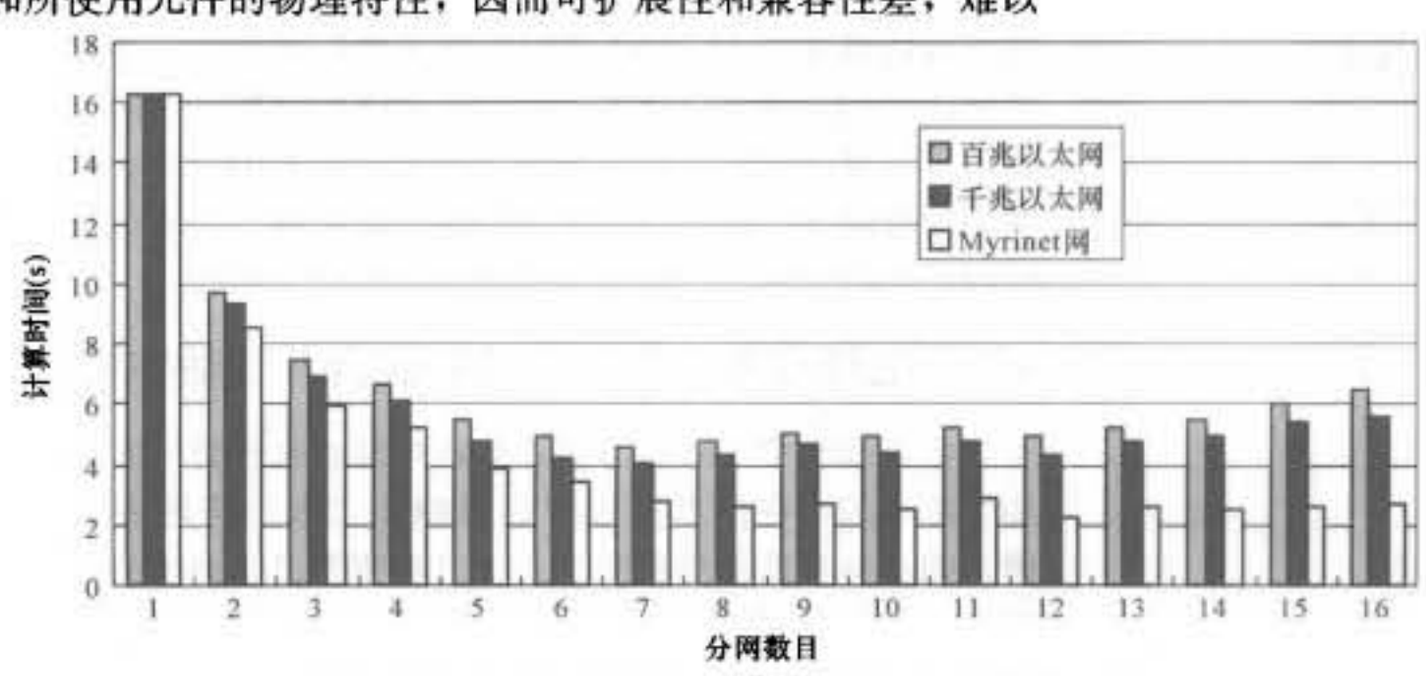


图 8.7-3　四区互联 5000 节点系统分网计算时间

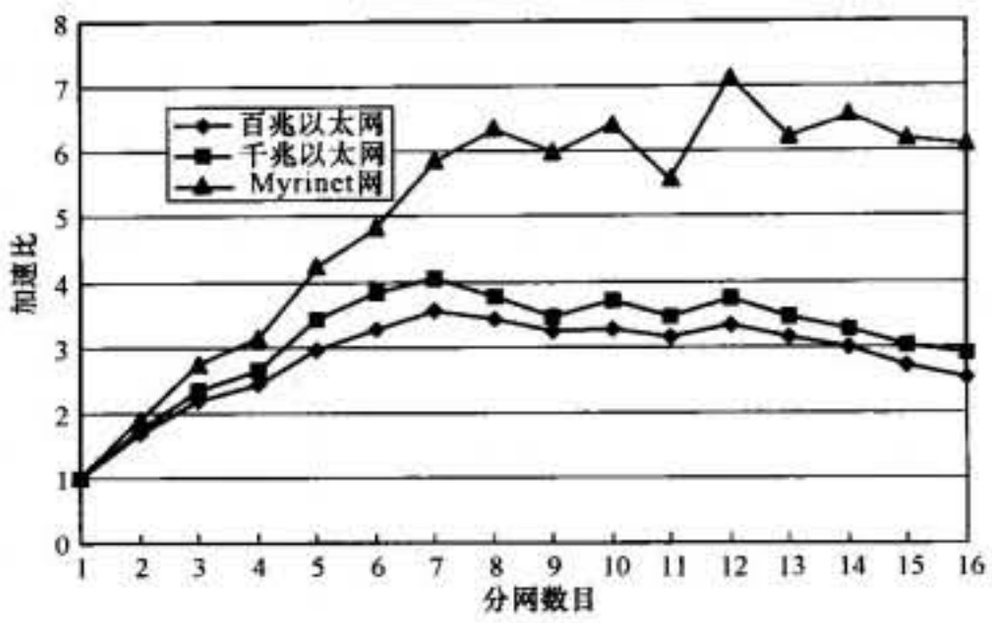


图 8.7-4　四区互联系统分网计算加速比图

模拟大规模电力系统，并且每当所仿真的网络条件发生变化时，都要重新接线，需花费大量时间和人力。实现电磁暂态过程的实时数字仿真是发展的方向。

由于电磁暂态过程变化很快，一般需要分析和计算持续时间在毫秒级以内的电压、电流瞬时值变化情况，需要考虑元件的非线性、电磁耦合、计及输电线路分布参数所引起的波过程，还要考虑线路三相结构的不对称、线路参数的频率特性等因素的影响，使仿真分析所用的数学模型非常复杂，需要求解微分方程也非常复杂，因而电力系统的电磁暂态仿真的规模特别是实时仿真的规模受到一定限制，通常不超过几十个母线的节点和线路。为了扩大电磁暂态的仿真规模并满足实时性要求，一方面可以通过电力系统并行计算提高仿真速度，另一方面也可以通过电磁暂态与机电暂态联合计算来扩大仿真规模。

3.1　电磁暂态实时仿真并行计算方法

电磁暂态分网并行计算时可以采用长输电线解耦法和节点分裂法。

3.1.1　长输电线解耦法

在电磁暂态仿真中，如果长距离输电线路采用波动方程进行描述，其等值计算电路如图 8.7-5 所示。

由于波的传播和反射特性，当仿真步长 Δt 不大于波在线路上的传输时间 τ 时，在某一个时刻 t_0，长距离输电线路将两端网络自然解耦。对应于系统电导矩阵，则呈现出块对角阵的特点。这样，就为网络分割提供了条件。如果利用长输电线进行网络分割，每个子网在一个单独的 CPU 上计算，在通信量上，每一子网络在每个 Δt 内只需要向对端传送三相输电线路这端的节点三相电压，通信量较小，不会在计算中增加节点数目。因此，这种方法进行电磁暂态并行计算的效率较高。

但采用这种方法进行分网并行计算的局限性在于：它要求系统分网时必须在能够利用分布参数线路模型模拟的长距离输电线路上进行，而实际网络分割时并不一定都能满足这一条件，因而在方法上缺少灵活性。

3.1.2　节点分裂法

通过节点分裂进行分网并行时，首先将各电磁暂态子网之间的联络点作为边界点，在各电磁暂态子机中分别形成各子网的等值导纳矩阵和等值电流源矩阵。然后根据电磁暂态网络的分网情况，在主机中形成描述各子网之间的连接情况的降阶方程，并求解该降阶方程，得到电力系统的所述电磁暂态网络

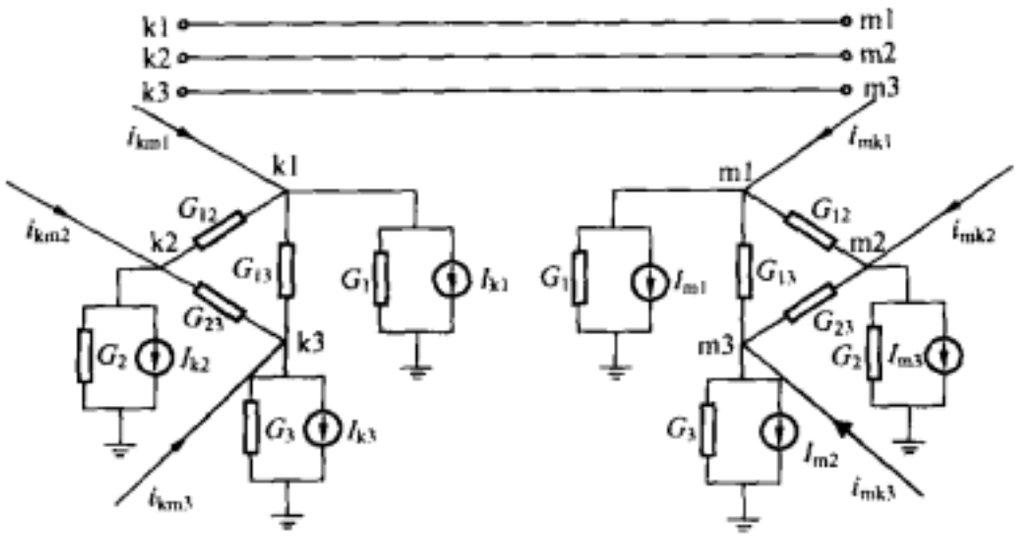


图 8.7-5 三相分布参数线路的相量等值计算电路

的各子网之间的联络电流，并将该电流分发到各子网对应的电磁暂态子机中。在此之后，在各子机中求解对应子网的微分方程和对应子网的网络方程，求取电力系统的电磁暂态网络各节点的 A 相、B 相和 C 相电压瞬时值。

由于这时各个电磁暂态子机进行的计算中已经计入了各子网之间的联络电流，因此，各个电磁暂态子机独立计算所得的节点电压就是电磁暂态总网络各节点的实际电压。计算过程中，各个电磁暂态子机的运算结果实时发送到电磁暂态主机，经过主机处理后输出。

电磁暂态分网并行计算时，如果能将长输电线解耦法分网并行计算和节点分裂分网并行计算相结合，既能发挥长输电线解耦法并行效率高的优点，又能在不满足这种分网条件的情况下，采用节点分裂分网，提高分网并行的灵活性。即可以在一个计算任务中根据需要，在网络的不同位置选择点分裂分网或线路分割分网，以完成计算任务。为此网络分割可以采取以下策略：

(1) 在网络分割处如果存在用分布参数模拟的长输电线路，利用长输电线将网络分割。

(2) 如果利用长输电线路分割网络还不满足需要，采用点的分裂，在合适的点将网络进一步分割。

3.2 电磁暂态分网并行仿真算例

采用长输电线路分割与节点分裂相结合的方法对修改后的 IEEE14 节点系统进行仿真试验。

该系统包含 16 个三相节点、16 条三相线路、5 个电源、3 台变压器以及 12 个负荷。系统单线图如图 8.7-6 所示。

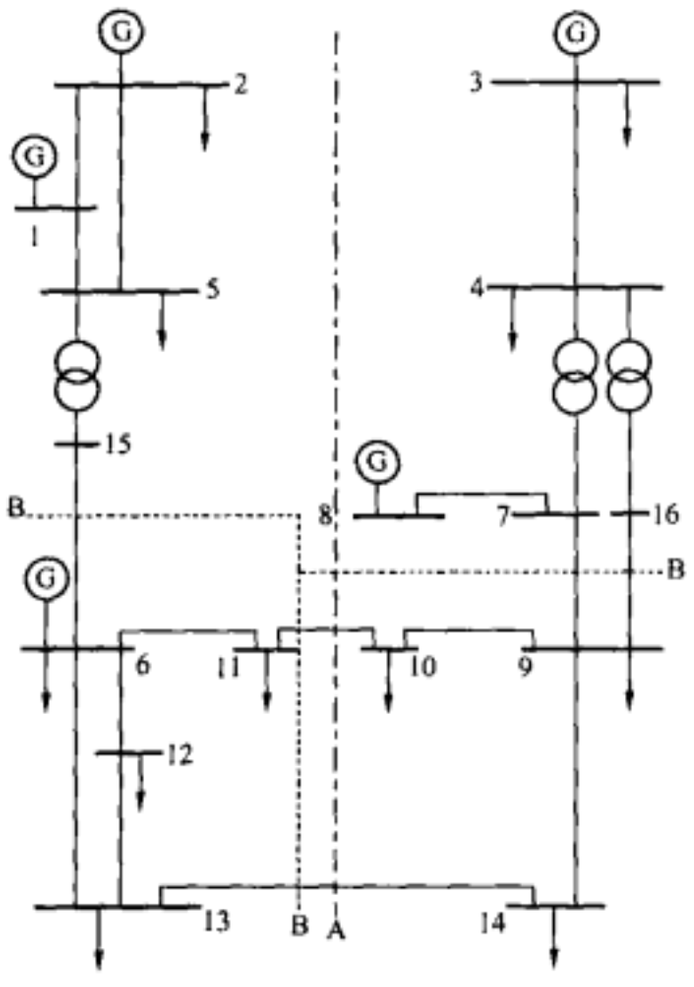


图 8.7-6 修改后的 IEEE14 节点系统单线图

针对上述系统，进行如下三种方式的仿真计算：①方式一，系统不分网，在一个 CPU 上串行计算；②方式二，分两个网（按图 8.7-6 中 A 处分割）并行仿真计算；③方式三，分四个网（按图 8.7-6 中 B 处分割）并行仿真计算。

系统仿真时施加的故障为母线 5 处发生三相接地短路 0.1s，计算步长 50μs，仿真模拟时间为 10s。

对仿真计算结果中母线 6、11 处的三相电压作了比较。图 8.7-7 将不分网串行计算与分网并行计算结果在同一张图上表示。

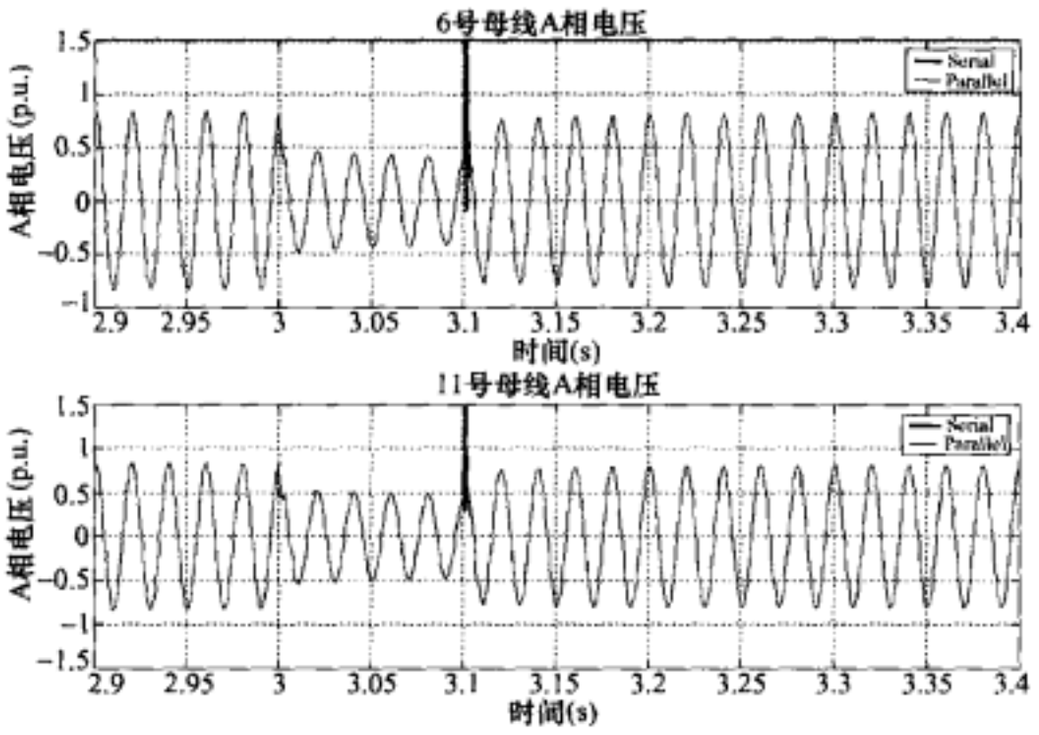


图 8.7-7 分网并行计算节点电压的比较

由图 8.7-7 中电压瞬时值曲线可以看出，分网并行计算结果与不分网串行计算结果的曲线完全重合，证明分网并行计算正确。

分网并行计算的目的是缩短计算时间，使得仿真计算能够达到实时甚至超实时的目标。为此既需要有高效准确的并行分网算法、快速高效的网间通信方式，也需要将网络尽可能分得“均匀”，以缩短子网之间的计算等待时间。

修改后的 IEEE14 节点系统分网并行计算的测试结果（仿真计算用的计算机机群系统配置如前表 8.7-2 所示）如表 8.7-5 所示。

表 8.7-5 不同分网情况下计算时间的比较

计算时间(s) / 分网方式 / 通信方式	串行（不分网）	并行	
		分两个子网	分四个子网
1000M 以太网	13.87	22.814	24.04
Myrinet 网		9.063	8.5

由表 8.7-5 可以看出，在给定的仿真系统条件下，采用串行方法对 IEEE14 节点系统做电磁暂态仿真，计算步长采用 50μs 时，10s 的暂态过程需要 13.87s 才能仿真完成。采用并行仿真并以 Myrinet 网作为网间通信方式后，不论分两个网还是四个网都在 10s 以内完成了仿真计算；分四个网进行仿真计算的时间要少于分两个网并行仿真的时间。结果表明采用分网并行仿真计算可以加速仿真过程，实现电磁暂态过程的实时仿真。

4 机电暂态和电磁暂态过程混合并行数字仿真

电力系统中电磁暂态过程和机电暂态过程是同时发生并相互影响的，在仿真过程中如果能将二者结合起来统一考虑，则不但有助于提高整个系统机电暂态过程的准确性，也有助于仿真并了解大系统中某一特定局部电网的详细电磁暂态变化过程。例如，当系统中存在直流输电系统时，将直流

输电系统用电磁暂态程序仿真，而将与其相连的交流网络用机电暂态程序仿真，则既可以研究直流输电对交流系统稳定的影响，又可以详细、准确的分析直流输电的换相失败、直流控制与保护等问题。因此，机电暂态和电磁暂态过程的混合仿真，对工程应用和分析具有很重要的意义。

由于机电暂态仿真和电磁暂态仿真在模型处理及积分步长上的不同，在进行混合仿真时，必须有两种仿真衔接的接口处理。一种处理方法是把整个网络分为电磁暂态网络和机电暂态网络，电磁暂态网络和机电暂态网络各自分别进行仿真计算，在进行电磁暂态网络计算时，对机电暂态网络进行戴维南等值，在进行机电暂态网络计算时，可将电磁暂态网络视为一个负荷或诺顿等值。

4.1　机电暂态仿真与电磁暂态仿真接口方法

如图 8.7-8 所示，整个网络分为两大部分：机电暂态网络和电磁暂态网络，在对机电暂态网络进行计算时，接入电磁暂态网络的诺顿等效电路；在对电磁暂态网络进行计算时，接入机电暂态网络的戴维南等效电路。由于机电暂态网络为三序相量网络，而电磁暂态网络为三相瞬时值网络，因此，还需要进行序—相变换，瞬时量—相量变换。

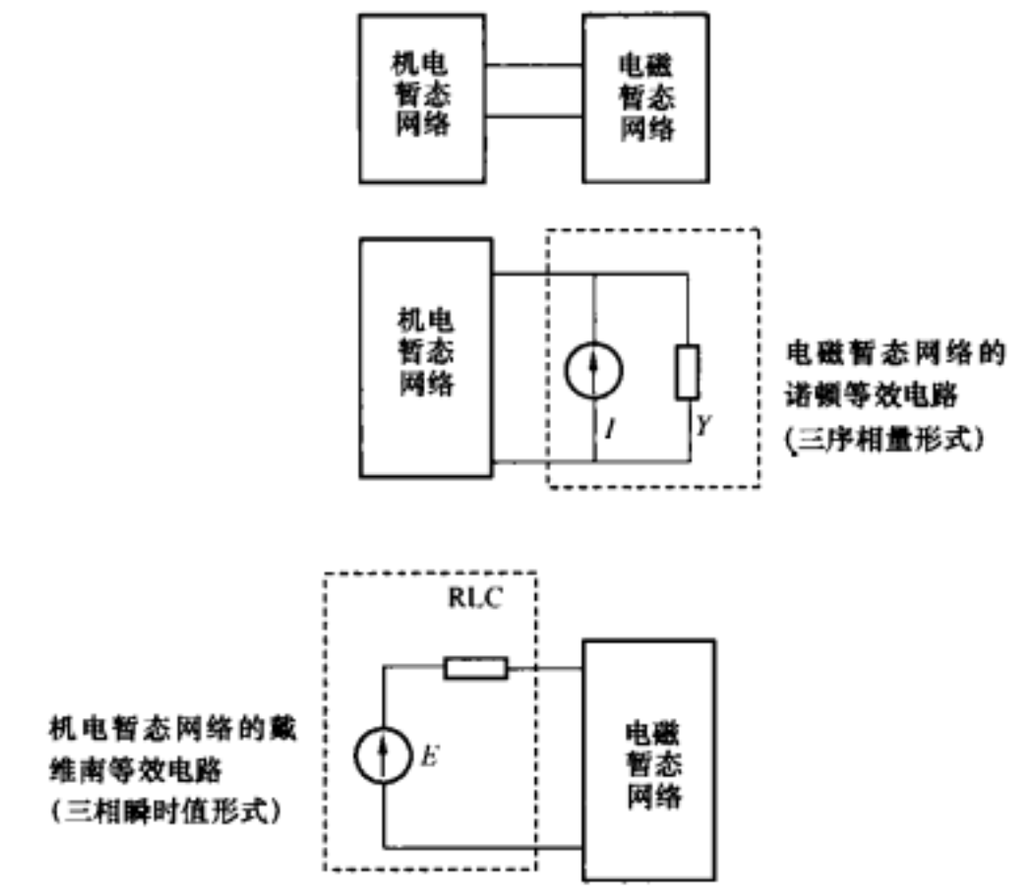


图 8.7-8　机电、电磁暂态仿真接口示意图

由于机电暂态网络计算的步长大，而电磁暂态网络计算的步长小。因此，机电暂态网络和电磁暂态网络之间的数据交换是以机电暂态步长为单位进行的。机电暂态计算和电磁暂态计算数据交换时序如图 8.7-9 所示。

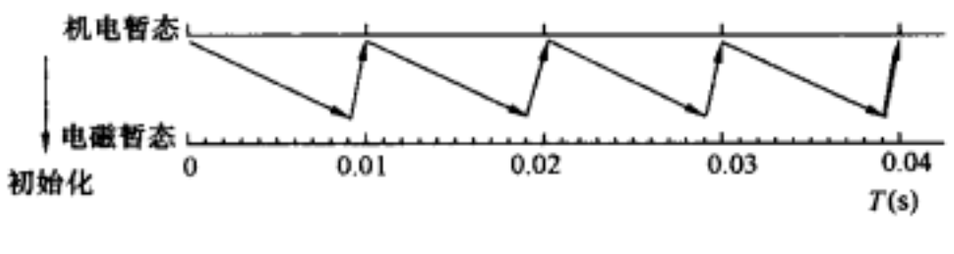


图 8.7-9　机电暂态和电磁暂态程序数据交换时序

机电暂态和电磁暂态计算数据交换的数据形式如图 8.7-10 所示。在每一机电暂态积分步长，机电暂态程序向电磁暂态程序发送边界点的正、负、零序等效电动势，电磁暂态程序向机电暂态程序发送边界点的正、负、零序电压和电流。

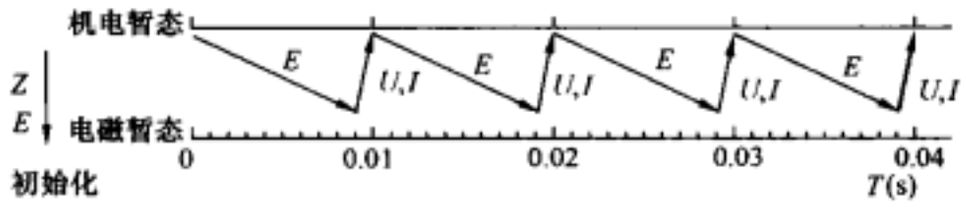


图 8.7-10　机电暂态和电磁暂态程序数据交换形式

4.2　大规模电力系统机电暂态与电磁暂态过程混合并行仿真算例

混合仿真仍采用前述我国某四区联网系统。混合仿真并行计算的目标是研究大系统背景下，某远方电厂输电的双回 500kV 线路串联电容补偿装置（简称串补）是否会引发电厂汽轮发电机组产生次同步谐振现象。

网络分割方案如下：电厂附近的研究系统（其单线图如图 8.7-11）用电磁暂态网络模拟，其余大系统用机电暂态网络模拟。机电暂态网络内部分为 6 个子网，电磁暂态网络内部不分网。

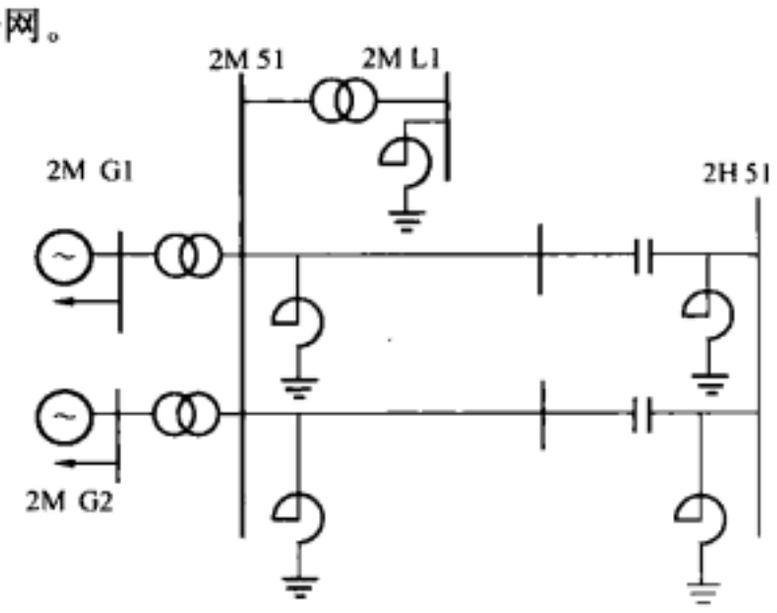


图 8.7-11　发电厂附近网络单线图

汽轮发电机组轴系采用 6 质量块模型，轴系的自然振荡频率为 12.6，19.8，22.6，37.8，55.4Hz，特征值分析得出其模态图见图 8.7-12，图中的横坐标为各质量块的序号，分别对应于高压缸（HP）、中压缸（IP）、低压缸 A（LPA）、低压缸 B（LPB）、发电机（GEN）、励磁机（EXC）。发电机的参数列于表 8.7-6，网络参数见表 8.7-7。

图 8.7-13～图 8.7-15 为串补采用不同串补度，系统中有小扰动时电厂 1 号机的电磁转矩及轴系转矩。图 8.7-13 为串补度为 39.7%(X_c=−0.017 767)时的仿真结果，图 8.7-14 为串补度为 94%(X_c=−0.042)时的仿真结果，图 8.7-15 为串补度为 119.6%(X_c=−0.053 476)时的仿真结果。

从图 8.7-13 中可以看出，串补串补度为 39.7%时，电磁转矩及轴系转矩的振荡是衰减的，这说明不会发生次同步谐振现象。从图 8.7-14 中可以看出，串补串补度为 94%时，电磁转矩及轴系转矩的振荡是发散的，且其频率约为 22.7Hz，这说明系统中会出现模式 3 的次同步谐振现象；另外，各轴系转矩中，中压缸与低压缸 A 之间、低压缸 A 与低压缸 B 之间及低压缸 B 与发电机之间的转矩振荡的幅值相对较大，这说明次同步谐振明显体现在这几个转矩上，

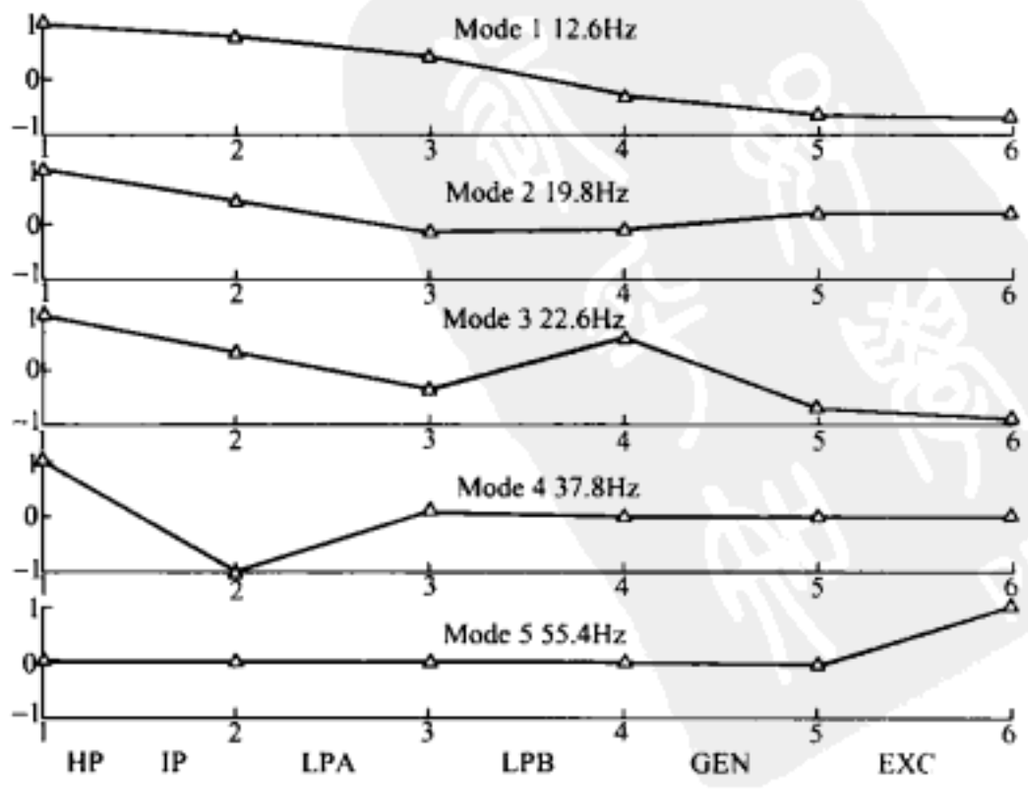


图 8.7-12　汽轮发电机组轴系模态图

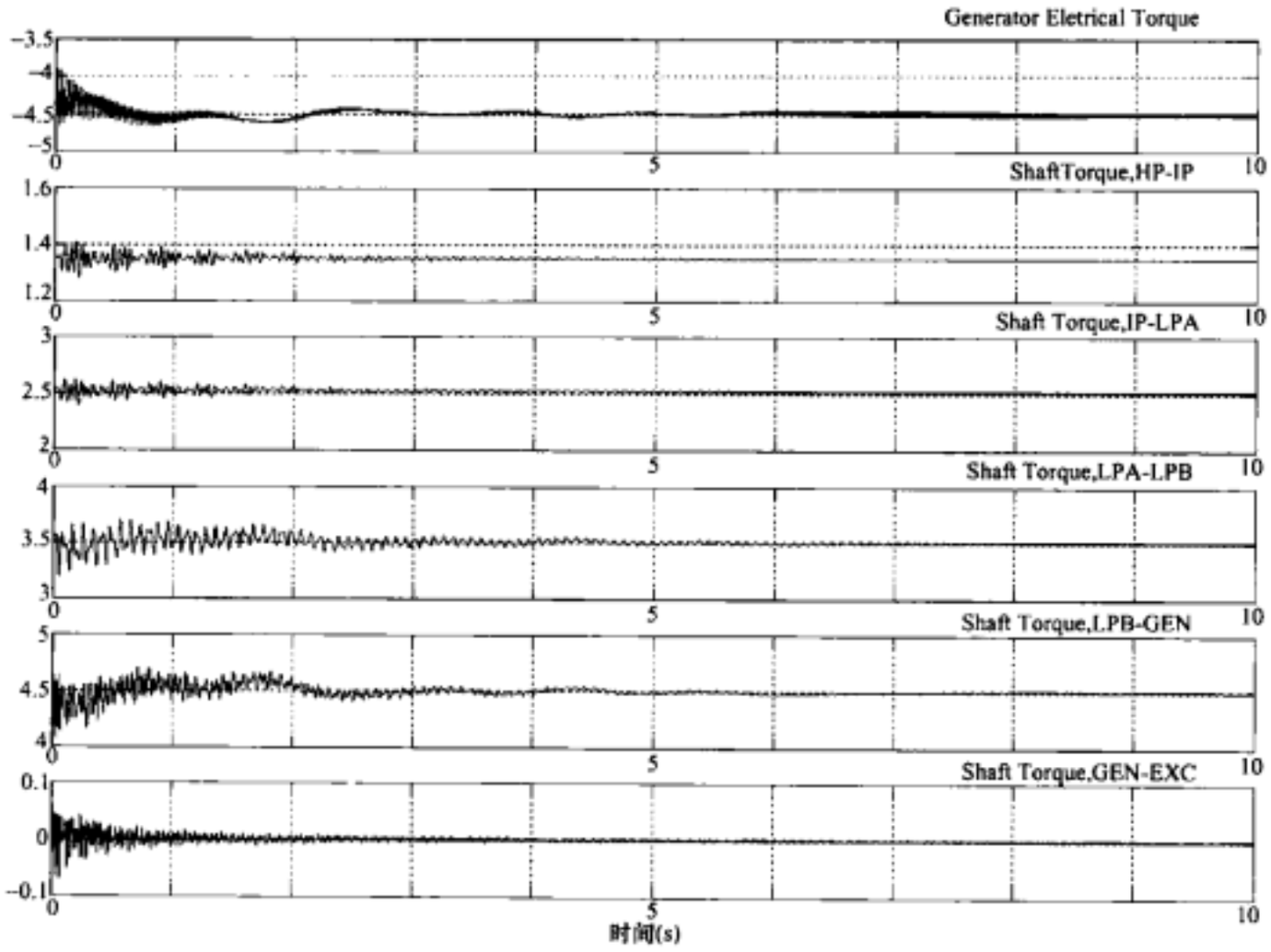


图 8.7-13 电厂 1 号机的电磁转矩及轴系转矩（串补度 39.7%）

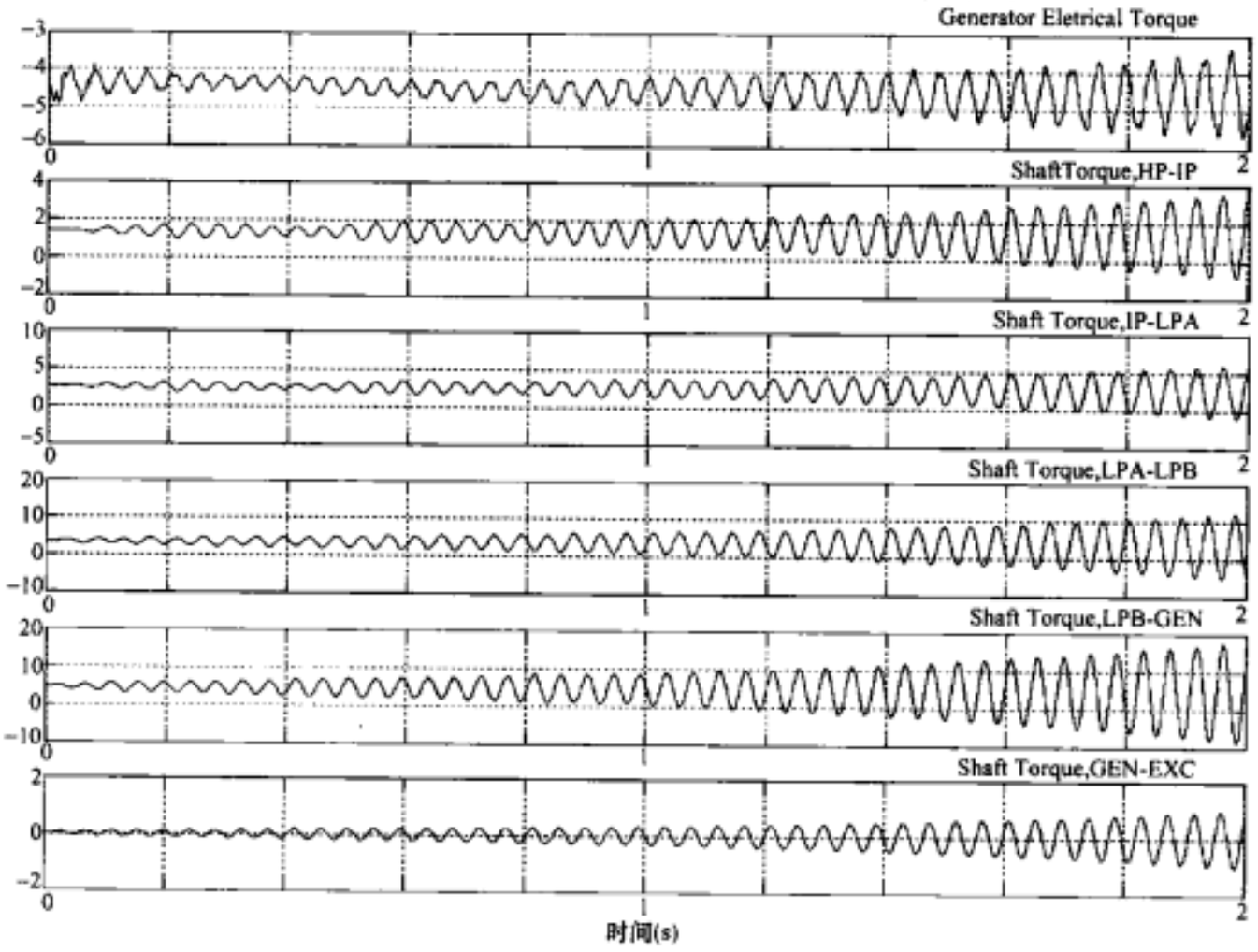


图 8.7-14 电厂 1 号机的电磁转矩及轴系转矩（串补度 94%，模式 3）

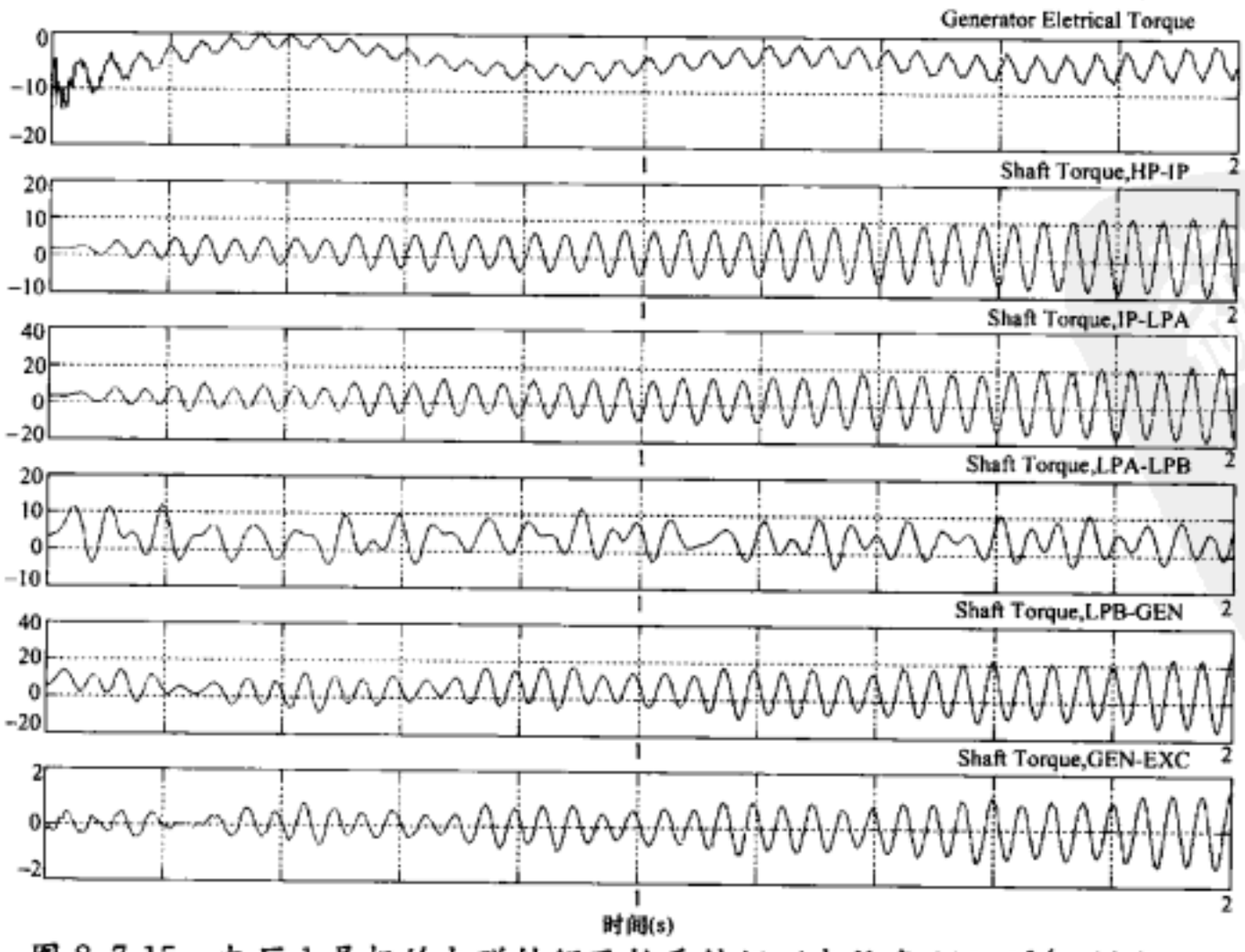


图 8.7-15 电厂 1 号机的电磁转矩及轴系转矩（串补度 119.6%，模式 2）

与特征值计算的结果是一致的（见图 8.7-12）。从图 8.7-15 中可以看出，串补串补度为 119.6%时，电磁转矩及轴系转矩的振荡是发散的，且其频率约为 19.8Hz，这说明系统中会出现模式 2 的次同步谐振现象；另外，中压缸与低压缸 A 之间及低压缸 B 与发电机之间的转矩振荡的幅值相对较大，这说明次同步谐振明显体现在这几个转矩上，与特征值计算的结果也是一致的（见图 8.7-12）。

表 8.7-6　600MW 发电机组参数伊敏 600MW 发电机参数

X_σ= 0.091 2，	X_d= 2.156，	X'_d=0.265，	X''_d=0.205
X_q=2.101，	X'_q= 0.75，	X''_q=0.201，	R_a= 0.008
T'_{d0}= 8.27s，	T''_{d0}= 0.045s，	T'_{q0}= 1.46s，	T''_{q0}= 0.069s

上述参数以发电机自身容量为基准。

机组轴系参数

质块 HP	轴	转动惯量 J（kg·m²） 0.133 401E+4	弹性模量
	HP—IP		0.378 08E+8
IP		0.258 601E+4	
	IP—LPA		0.653 06E+8
LPA		0.201 054E+5	
	LPA—LPB		0.104 65E+9
LPB		0.202 613E+5	
	LPB—GEN		0.110 46E+9
GEN		0.928 38E+4	
	GEN—EXC		0.687 02E+8
EXC		0.609 39E+3	

机械功率分配为 HP：0.3，IP：0.26，LPA：0.22，LPB：0.22

轴系阻尼系数为 0

表 8.7-7　　电厂附近网络参数

交流线路：

I 侧	J 侧	正序电阻 R_1	正序电抗 X_1	正序电纳 $B_{1/2}$	零序电阻 R_0	零序电抗 X_0	零序电纳 $B_{0/2}$
2M 伊敏 51	2H 冯屯 51	0.003 7	0.044 7	2.386 11	0.045 2	0.201 1	0.923 3
2M 伊敏 51	2H 冯屯 51	0.003 7	0.044 7	2.386 11	0.045 2	0.201 1	0.923 3

变压器：

I 侧	J 侧	连接方式	变比	正序电阻 R_1	正序电抗 X_1	零序电阻 R_0	零序电抗 X_0
2M 伊敏 G1	2M 伊敏 51	三角形/星形接地	1∶1.1	0.000 1	0.023 2	0.000 1	0.000 1
2M 伊敏 G2	2M 伊敏 51	三角形/星形接地	1∶1.1	0.000 1	0.0232	0.000 1	0.000 1
2M 伊敏 L1	2M 伊敏 51	三角形/星形接地	1∶1.07	0.002 4	0.106 1	0.002 4	0.106 1

负荷：

母线名	P	Q
2M 伊敏 G1	0.195 127	0.065 043
2M 伊敏 G2	0.195 127	0.065 043

电抗器：

母线名	正序电阻 R_1	正序电抗 X_1	零序电阻 R_0	零序电抗 X_0
2M 伊敏 51	0	0.403 35	0	0.806 7
2M 伊敏 51	0	0.806 7	0	0.806 7
2H 冯屯 51	0	0.806 7	0	0.806 7
2H 冯屯 51	0	0.403 35	0	0.806 7
2M 伊敏 L1	0	0.833 333	0	0.833 333

上述参数均为标幺值，基准容量 S_B=100MVA。

5　全数字实时数字仿真装置及其应用

电力系统全数字实时仿真较早应用于电网调度员培训模拟。但由于计算技术本身和计算方法的限制，一般都采用简化的准稳态模型，不能真实仿真电网的动态过程。利用数字仿真进行继电保护装置及其他控制装置的闭环试验，是当前电力系统实时数字仿真的主要应用。由于电力系统是高阶非线性的复杂动态系统，对于暂态过程的仿真计算需要交替求解微分方程和网络方程，包括耗时的迭代过程，计算时间随着计算电网的增大而有可能呈级数倍增加。因此，用于继电保护装置和控制装置闭环试验的电磁暂态模型一般都基于简单的电力系统模型。近年来国外发展的电力系统全数字仿真装置都属于这一类型，如加拿大 RTDS 公司研制的全数字实时仿真系统，是一种取代暂态网络分析仪和模拟式或数模混合式模拟装置的有效方案。RTDS 仿真系统采用用户可配置的并行处理硬件体系结构，可对高压交直流网络电磁暂态过程进行精确实时仿真，主要用于用于控制和保护设备的闭环试验、系统分析研究、运行人员及工程师和学生培训。然而受用户所购买设备的限制，仿真的规模一般不大。此外法国电力公司（EDF）开发的全数字仿真系统 ARENE 和加拿大魁北克 TEQSIM 公司开发的电力系统数字实时仿真器—HYPERSIM 都能够实现对普通规模的电力系统进行电磁实时暂态仿真，并进行继电保护和控制装置的闭环试验。HYPERSIM 的 SGI 版本还可以进行一定规模电力系统的机电暂态实时仿真，但都不具备进行机电暂态和电磁暂态混合仿真的能力。其中 ARENE 采用基于 HP 工作站的并行处理计算机，HYPERSIM 采用基于共享存储器的多 CPU 超级并行处理计算机 SGI，造价都比较昂贵，在扩展方面也受到计算机型号的制约。

为了解决大规模电力系统全过程仿真的困难，实现大规模电网和复杂电力系统的全数字实时仿真，2001～2004 年，中国电力科学研究院以电力系统分析计算的通用软件（PSASP、EMTPE）为基础，基于高性能机群系统的软硬件支持，采用电力系统机电、电磁暂态分网并行计算方法，研制出一种电力系统全数字实时仿真装置 ADPSS。在大规模电网机电暂态过程分网并行计算实时数字仿真的基础上，在大电网中选取主要的研究部分实现电磁暂态实时仿真。即在对全系统进行机电暂态过程仿真的同时，对局部网络或元件做电磁暂态分析，并可通过软硬件接口实现与外接软件的实时并行计算，及与外部物理装置的闭环仿真。

5.1　基于集群式高性能服务器的电力系统数字实时仿真装置 ADPSS

ADPSS 是一种基于高性能机群服务器的电力系统数字仿真装置。其特征是使用通用的商用高性能集群机，其每个子节点机有独立 CPU、内存和硬盘，可以独立实施运算任务和输入输出。各子节点机通过高速通信网络相互连接，并通过物理接口接入物理设备和仿真模型。ADPSS 装置外观见图 8.7-16，其总体功能示意如图 8.7-17 所示。

ADPSS 仿真计算由机电暂态仿真计算和电磁暂态仿真计算两个模块组成，并通过软件接口相互连接。能够将大规模电力系统的机电暂态过程计算和局部网络的电磁暂态过程计算在一次仿真过程中完成。其中，机电暂态仿真还可以连接 SCADA 和 EMS 系统以接收系统在线的实时数据，连接动态相量测量装置接收实测物理量（模拟量和数字量）、接



图 8.7-16 电力系统全数字实时仿真装置 ADPSS

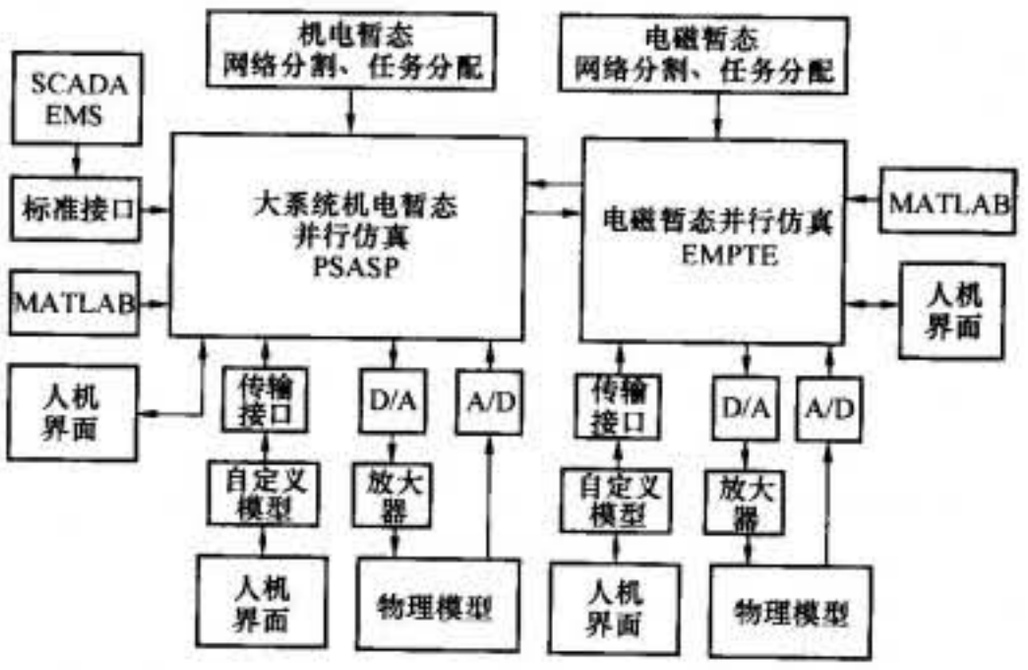


图 8.7-17 电力系统全数字实时仿真装置 ADPSS 功能示意图

入继电保护和自动装置等物理设备进行开关动作和闭环控制，接入 MATLAB 等商用软件进行局部和子任务仿真计算，接入用户自定义模型以完成用户指定功能和任务。

ADPSS 利用机群服务器的多节点集群结构，将庞大复杂的电网仿真计算任务，按照网络拓扑优化分割为多个子网络，将计算任务分配到各个计算节点执行，并由主控节点统一控制并行计算。各机器节点间的信息传输通过高速通信网络-Myrinet 网和以太网完成，以保证仿真计算的同步性和实时性。Myrinet 网主要用于仿真计算信息传输，100M/1000M 以太网用于控制管理和输入输出。

ADPSS 与外部设备及其他软件的接口，采用标准的 A/D，D/A 和 GPIO 高速板卡，并容许用若干 PC 机作为物理接口平台进行扩展。装置采用电压电流输入输出的方式和物理系统或装置相交换。装置的接口为智能接口，具有当地数据管理能力；能够接受同步控制。

ADPSS 使用商用高性能机群服务器作为其软硬件平台。机群系统是由多台微机或工作站通过高速网络连接实现并行处理的计算机系统。机群系统性能主要取决于节点机和通信网络。随着计算机和通信网络性能的进一步提高，机群系统已经成为当前的主流并行计算机之一。其高性价比、可扩展和可升级的优良特性，使之成为实时仿真装置的理想硬件平台。机群系统一般使用通用局域网连接，可同时使用三套网络，如 100Mbit/s 和 1000Mbit/s 的以太网和 640Mbit/s/1.28Gbit/s 的 Myrinet 网，以实现管理网和数据网的分离，既提高了网络可用性，也保障了数据的传输带宽。

5.2 继电保护装置及 PSS 装置试验

电力系统数字仿真装置可以模拟电力系统受到故障、切机、切负荷等扰动后的电磁暂态和机电暂态过程，为事故分析、模型验证、物理装置试验等工作提供了平台。

电力系统控制和保护装置的实时测试一直受到应用者和制造者的高度重视。目前国内主要利用动态模拟试验进行继电保护装置和其他物理控制器的实时测试，但动模试验可以搭建的系统规模小、试验准备时间长、试验花费高。由于数字仿真系统能够方便地模拟不同规模的电力系统，也能详细、准确地模拟电力系统的电磁暂态或机电暂态过程，因此，其仿真规模不受限制、操作方便、计算准确、造价低廉、可扩充性强等特点又在一定程度上优于动模试验。

5.2.1 闭环试验原理

图 8.7-18 是数字仿真系统与外部物理装置进行闭环仿真试验的原理示意图。以外接继电保护装置为例，数字仿真系统运行电磁暂态数字仿真程序，并将某测点的电压、电流三相瞬时值信号，以及某开关的状态量信号通过物理接口送至实际的继电保护装置，数字仿真系统仿真若干特定故障，检验继电保护装置是否动作以及动作正确与否。其中，电压、电流瞬时值数字信号，通过 D/A 转换通道，将离散数字量转换成连续的模拟量，再经线性放大器输出到继电保护装置；仿真系统数字 I/O 量经过电平转换直接送入继保装置接口；如需要，继保装置的某些物理量还可经过变换隔离，以及 A/D 通道转换成数字量反馈回仿真系统。

当系统外接 PSS 装置，或其他物理设备时，基本原理与外接继电保护一致，区别仅在于输入输出信号的不同。

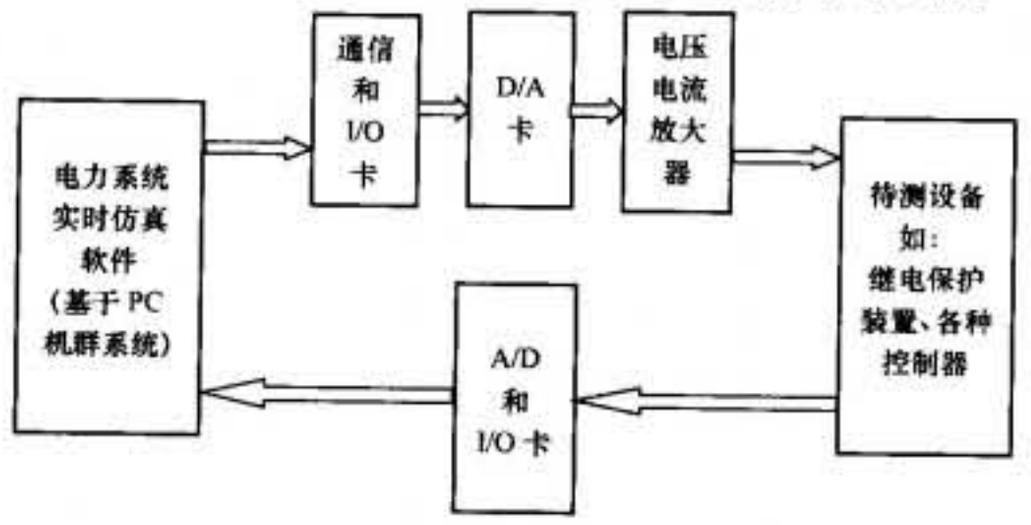


图 8.7-18 外部装置与数字系统闭环测试试验简化原理图

5.2.2 利用电磁暂态仿真系统进行继电保护试验

图 8.7-19 为根据行业标准规定，采用 110kV 系统进行继电保护装置闭环测试的电力系统仿真接线图。

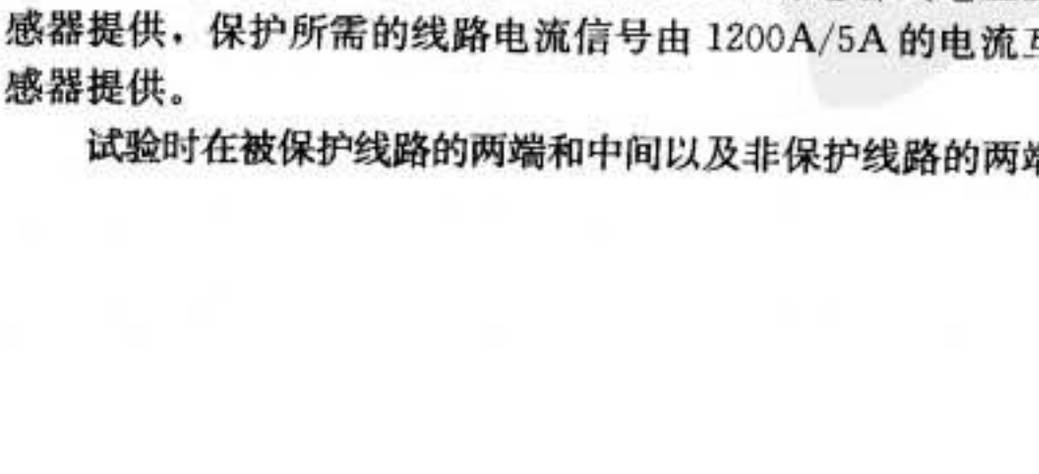


图 8.7-19 继电保护标准测试算例系统单线图

图 8.7-19 的测试接线中，发电机 G1 发电 P_g=200MW；无穷大系统容量 S=1000MVA；机端负荷为 100MW 的纯有功负荷，即：P_L=100MW；仿真的故障方式为图中示意点处 AC 相相间短路；发电机模型采用详细的 Park 方程模型；线路模型为集中参数的 π 型模型（三相有耦合）；变压器为不考虑饱和的两绕组模型。

在该系统中，被测保护装置均安装在 NL 线路的 N 侧，保护所需的线路电压信号由 110kV/0.1kV 的电容式电压互感器提供，保护所需的线路电流信号由 1200A/5A 的电流互感器提供。

试验时在被保护线路的两端和中间以及非保护线路的两端

共设置了 4 个故障点，其编号分别为 K10、K11、K12、K3。每个故障点都可以模拟各种类型的金属性或经过渡电阻故障。

试验时每回线路的潮流约为 50MW。

在试验过程中，数字系统在设定的故障时刻模拟故障，随后外接继电保护装置正确动作：如：K10、K11 故障时，保护一段动作；K12 故障时，保护二段动作；K3 点故障时，保护不动作。以上保护动作的情况下，保护发出的开关操作命令都是三相开关跳。试验故障录波如图 8.7-20～图 8.7-23 所示。

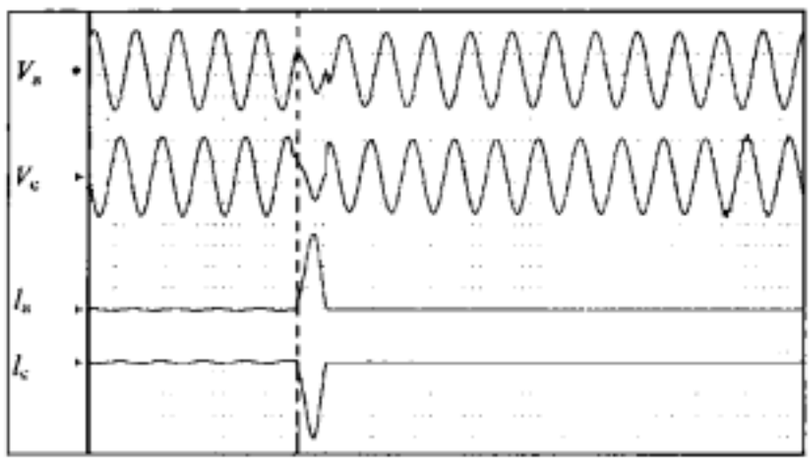


图 8.7-20　金属性 K10AC 故障录波图

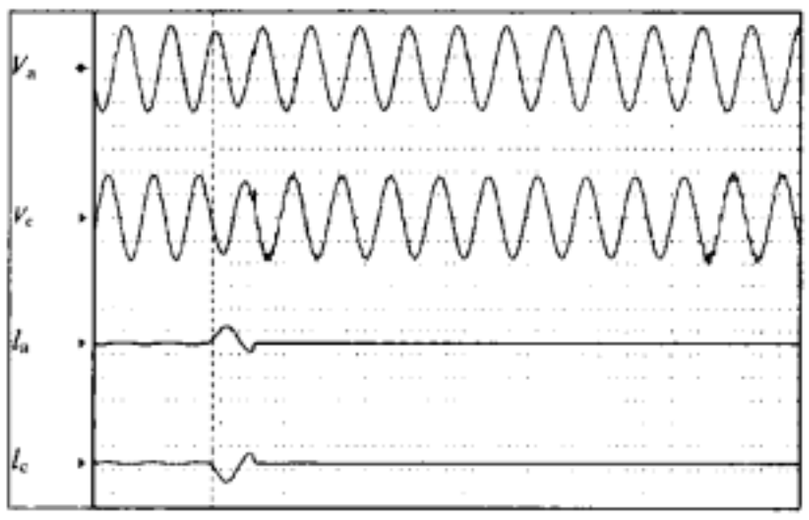


图 8.7-21　金属性 K11AC 故障录波图

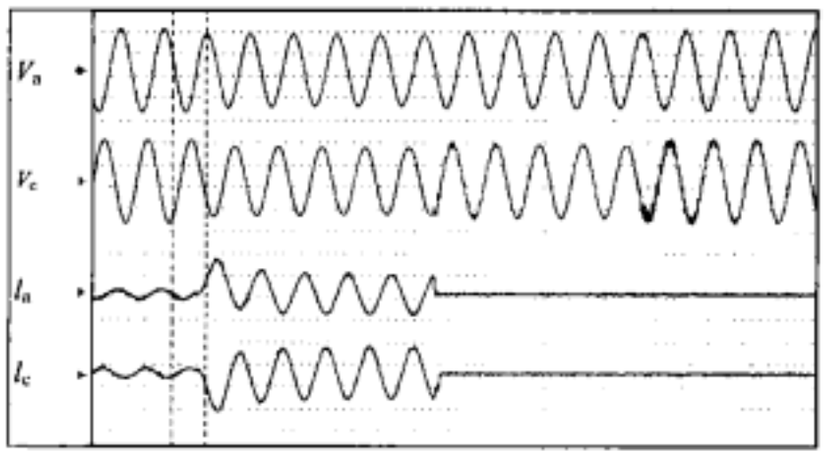


图 8.7-22　金属性 K12AC 故障录波图

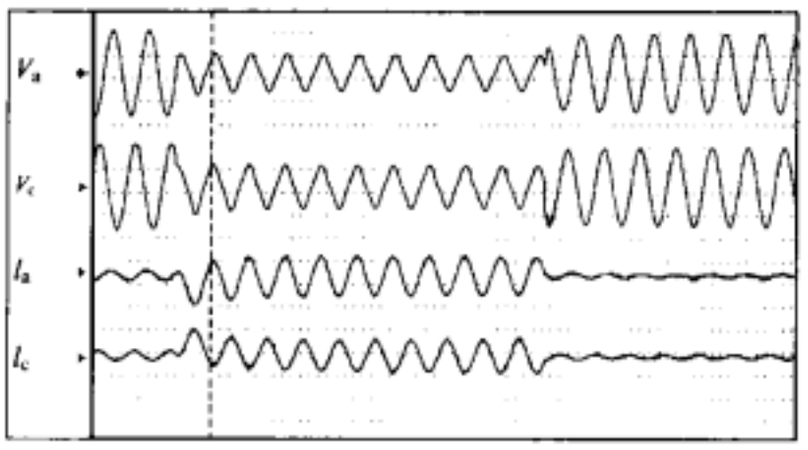


图 8.7-23　金属性 K3AC 故障录波图

从以上几张图可以看出，故障录波图录出的波形与试验过程中保护的动作情况相对应，且结果波形也与理论分析相一致。

5.2.3　利用机电暂态仿真系统进行 PSS 装置试验

在机电暂态数字仿真计算中，各电气量都以其基波分量的有效值表示。因此，仿真系统只能为接入的物理装置提供系统的电压、电流、功率等电气量的基波有效值，也仅接收物理装置输出电气量的基波分量有效值。动作速度相对较慢，输入输出基波电气量的电力系统稳定控制装置，如电力系统稳定器（PSS）、调压器、可控串补的稳定控制器等，可以与机电暂态数字仿真系统接口。

在机电暂态仿真系统的物理装置接口中，为了实现仿真系统数字信号与物理装置模拟电气量的转换，需要接入 AD/DA 转换板卡、放大器等装置，其接口方式如图 8.7-24 所示。

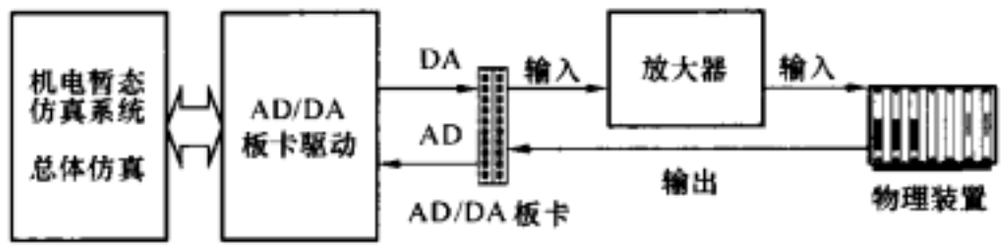


图 8.7-24　机电暂态仿真系统的物理装置接口示意图

试验电力系统为国内 CEPRI 36 节点算例系统，在仿真系统中外接 PSS 物理装置进行并行仿真，并与接入相同结构的用户自定义（UD）数字模型及不考虑 PSS 三种情况的仿真结果进行对比，如图 8.7-25 所示。

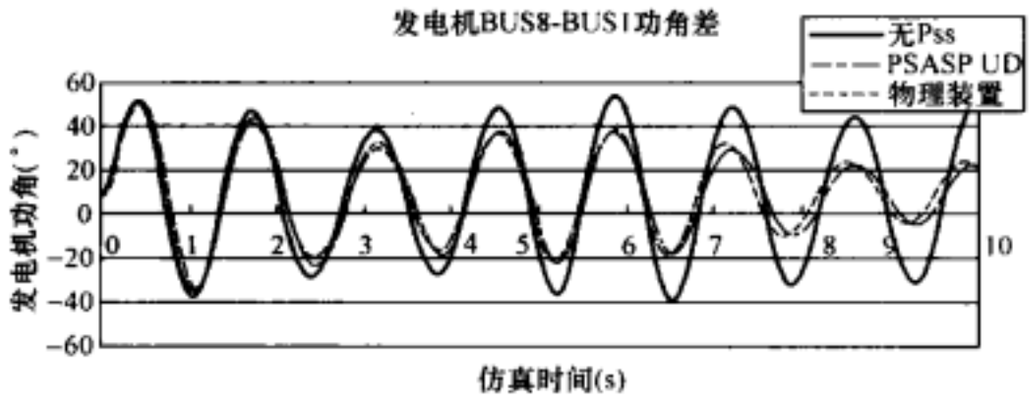


图 8.7-25　PSS 装置试验三种情况下发电机功角曲线对比

5.3　直流输电控制装置试验

为了解决直流输电系统电磁暂态仿真的实时性问题，采用了网络并行技术以及直流输电系统与交流系统的分割算法。基于高性能集群计算机的直流输电系统全数字仿真装置模拟大规模电网的机电暂态和一定规模电磁暂态的实时动态过程，通过物理接口与实际的直流输电控制装置连接，进行数字模拟混合闭环实时仿真计算，以达到研究直流输电系统特性和验证新型直流输电控制装置功能的目的。

5.3.1　直流输电控制装置的接入

图 8.7-26 所示是一个典型的两端直流输电系统。主要构成元件是换流器用变压器、三相桥式换流器、直流平波电抗器、直流滤波器、直流线路和交流滤波器(包括补偿设备)等。

在采用数字仿真系统进行直流输电控制装置的试验时，图 8.7-26 中所有元件都由数字仿真系统来模拟，直流输电控制装置（图中未画出）则是实际的物理装置。在仿真过程中，数字仿真系统将一些信号如直流电压、直流电流等输出到直流输电控制装置，同时采集直流输电控制装置的响应输入到仿真系统中，这样就构成了数模混合闭环仿真。

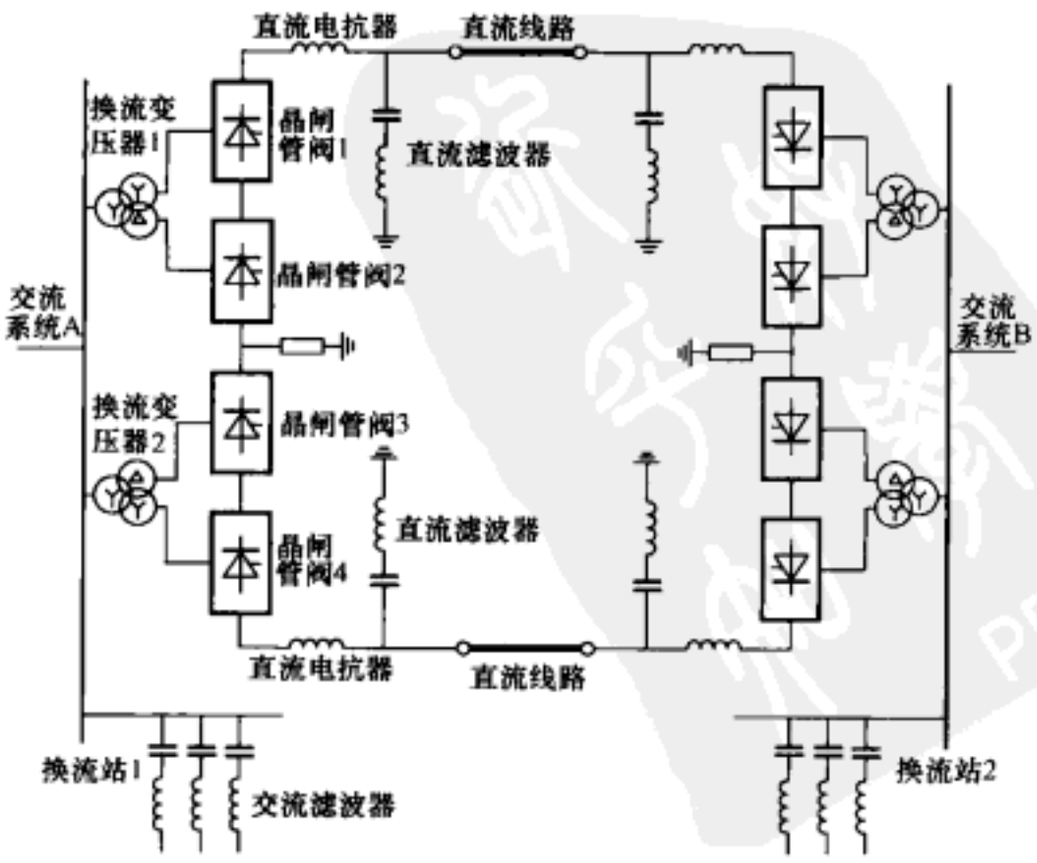


图 8.7-26　双极两线制式直流输电基本构成

5.3.2 大规模交直流混合电力系统的仿真试验

采用前述我国某四区联网交直流混合系统作为仿真试验系统。其中一条直流输电线路（包括直流线、换流器、换流变压器、交流滤波器等）用电磁暂态模型来仿真，分 2 个子网，其他大系统网络用机电暂态模型来仿真，也分 2 个子网。

试验中机电暂态网络采用的步长为 10ms，电磁暂态网络采用的步长为 100μs。共 6 个节点机参与，4 个节点机做计算，2 个节点机负责接入直流输电控制器板卡的输入输出。直流线路电流 1200A。

仿真采用的故障方式如下：

(1) 直流输电逆变站交流母线三相经过渡电阻对地故障 80ms，电阻值为 8.82Ω。

(2) 直流输电整流站附近一回 500kV 交流输电线三相金属性对地故障，0.1s 后两侧开关跳开。

其中故障 (2) 为机电暂态网络内部故障。

图 8.7-27～图 8.7-28 表示出上述两种故障方式下直流输电控制装置数模混合仿真试验的结果。从图中可以看出，逆变站交流母线三相经过渡电阻（电阻值为 8.82Ω）对地故障 80ms 时，逆变站发生了换相失败，直流电流突增，但故障后自行恢复，同时系统中功角及电压逐渐恢复至故障前运行点，系统是稳定的。机电暂态网络内部故障（整流站附近某并列三回输电线其中一回一侧三相金属性对地故障，0.1s 后两侧开关跳开），故障期间直流电流、直流电压降低，之后逐渐恢复，系统中功角及电压逐渐恢复至故障前运行点，系统也是稳定的。

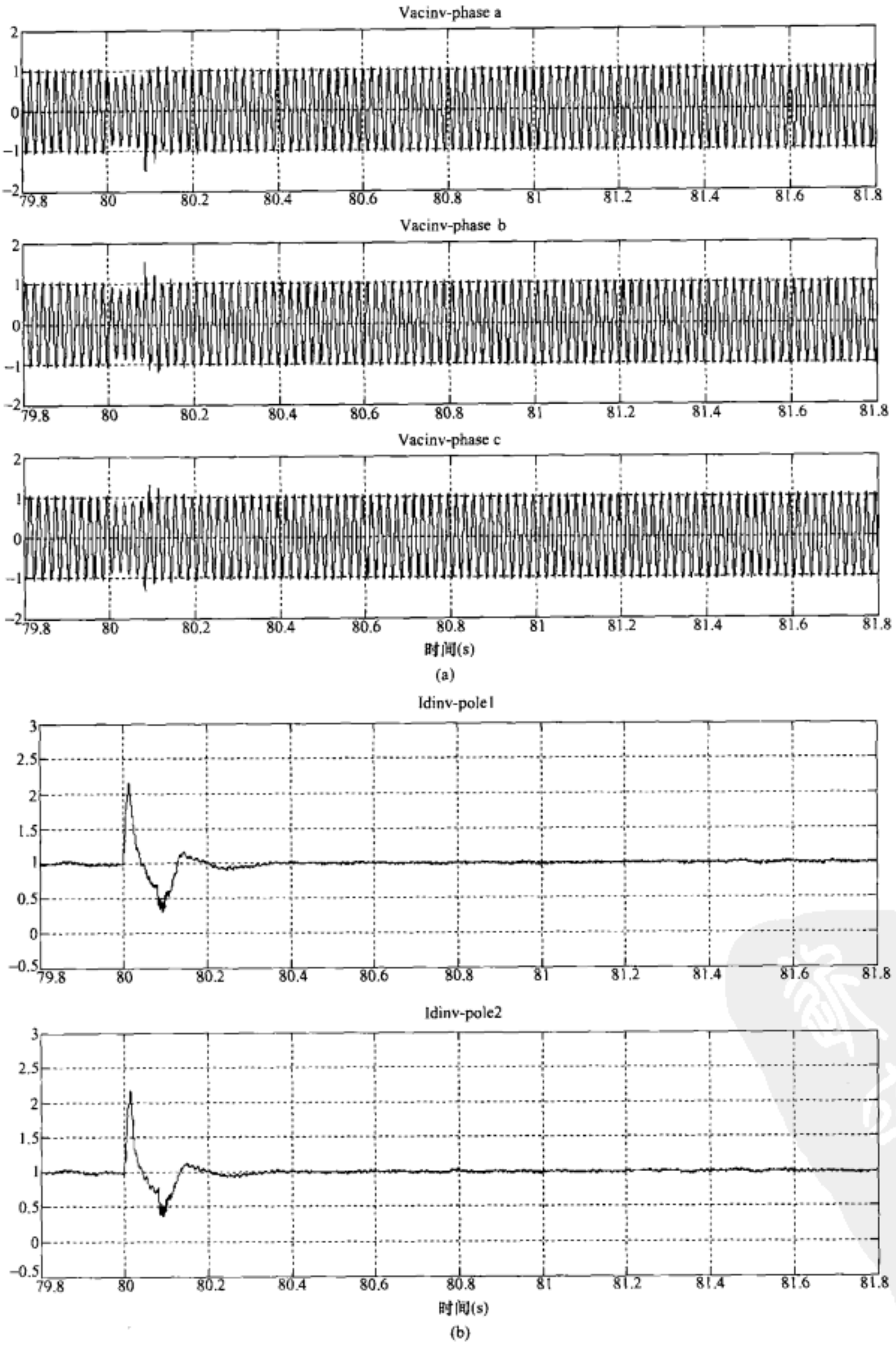


图 8.7-27 故障 1 系统响应曲线（一）

(a) 逆变侧交流母线三相电压；(b) 逆变侧直流电流

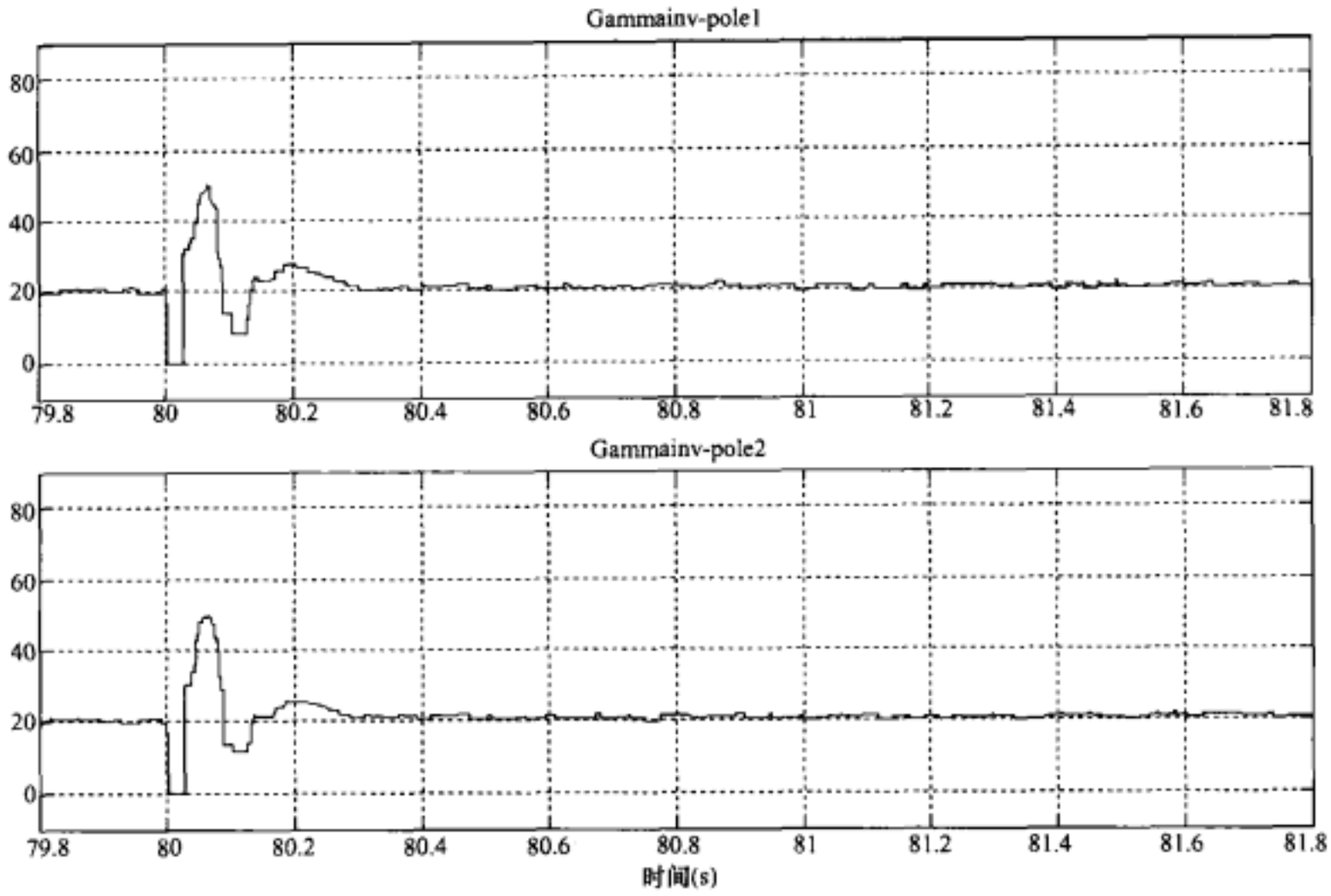


图 8.7-27　故障 1 系统响应曲线（二）

（c）逆变侧换流器熄弧角；（d）某两台发电机间功角曲线

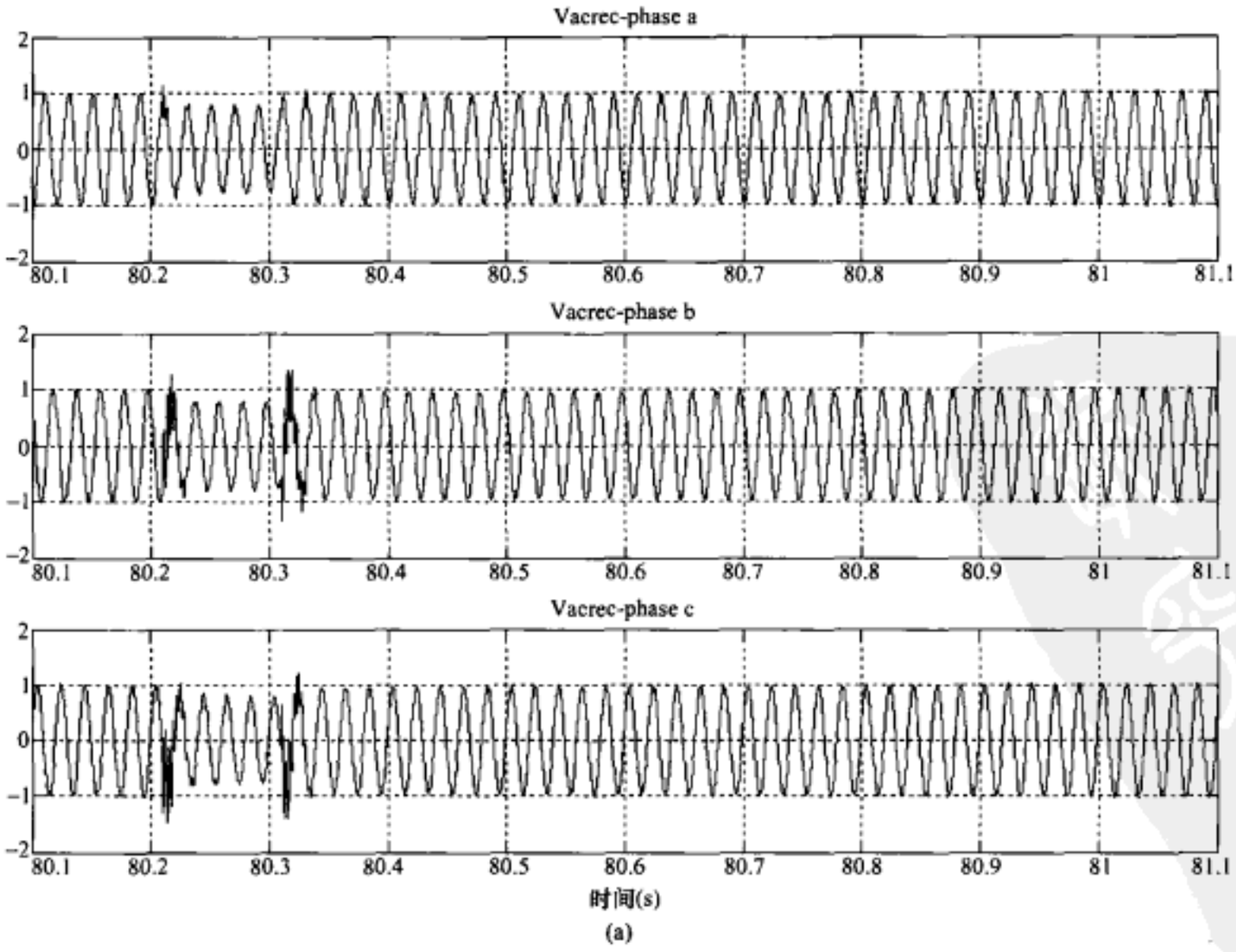
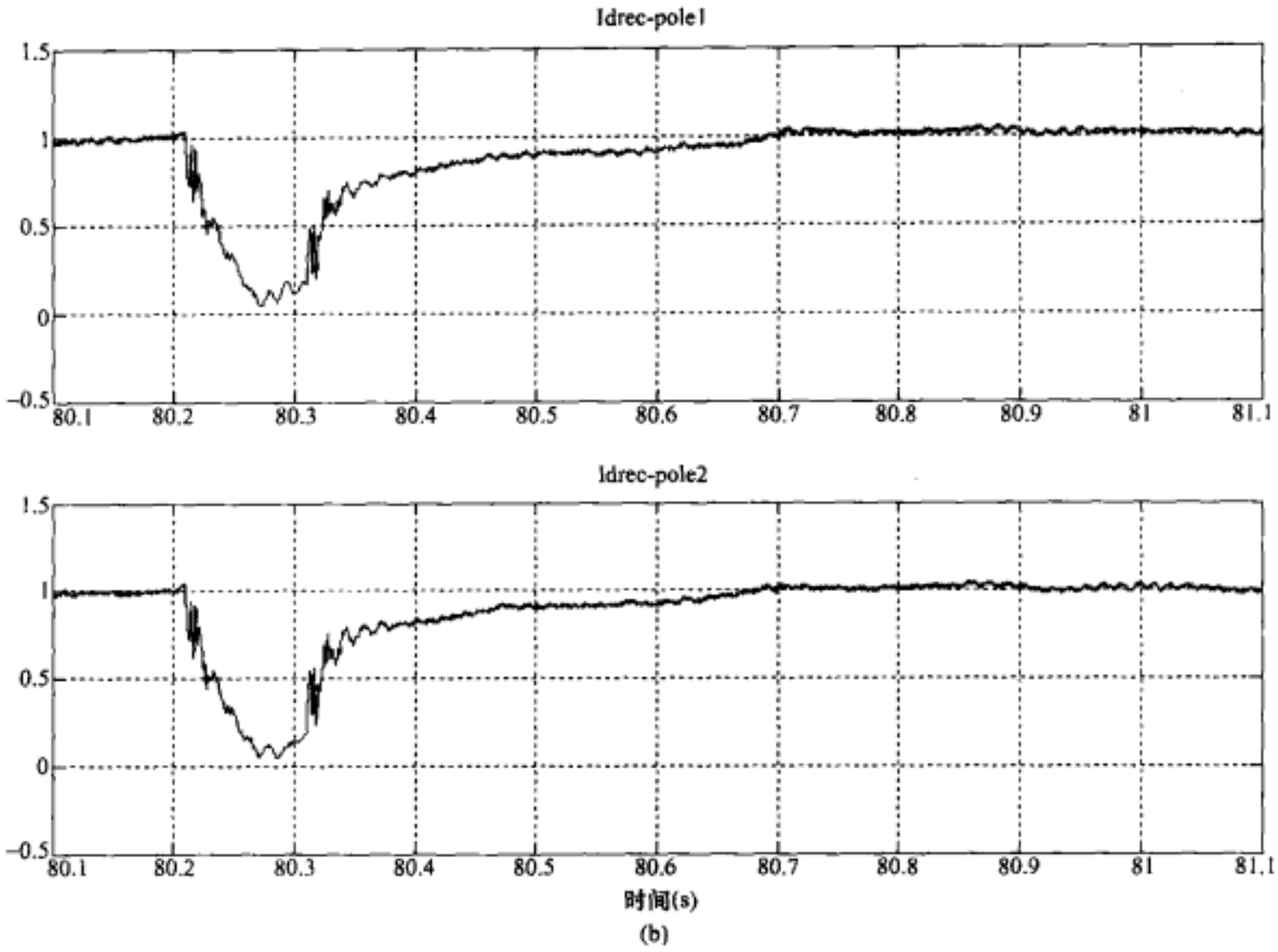
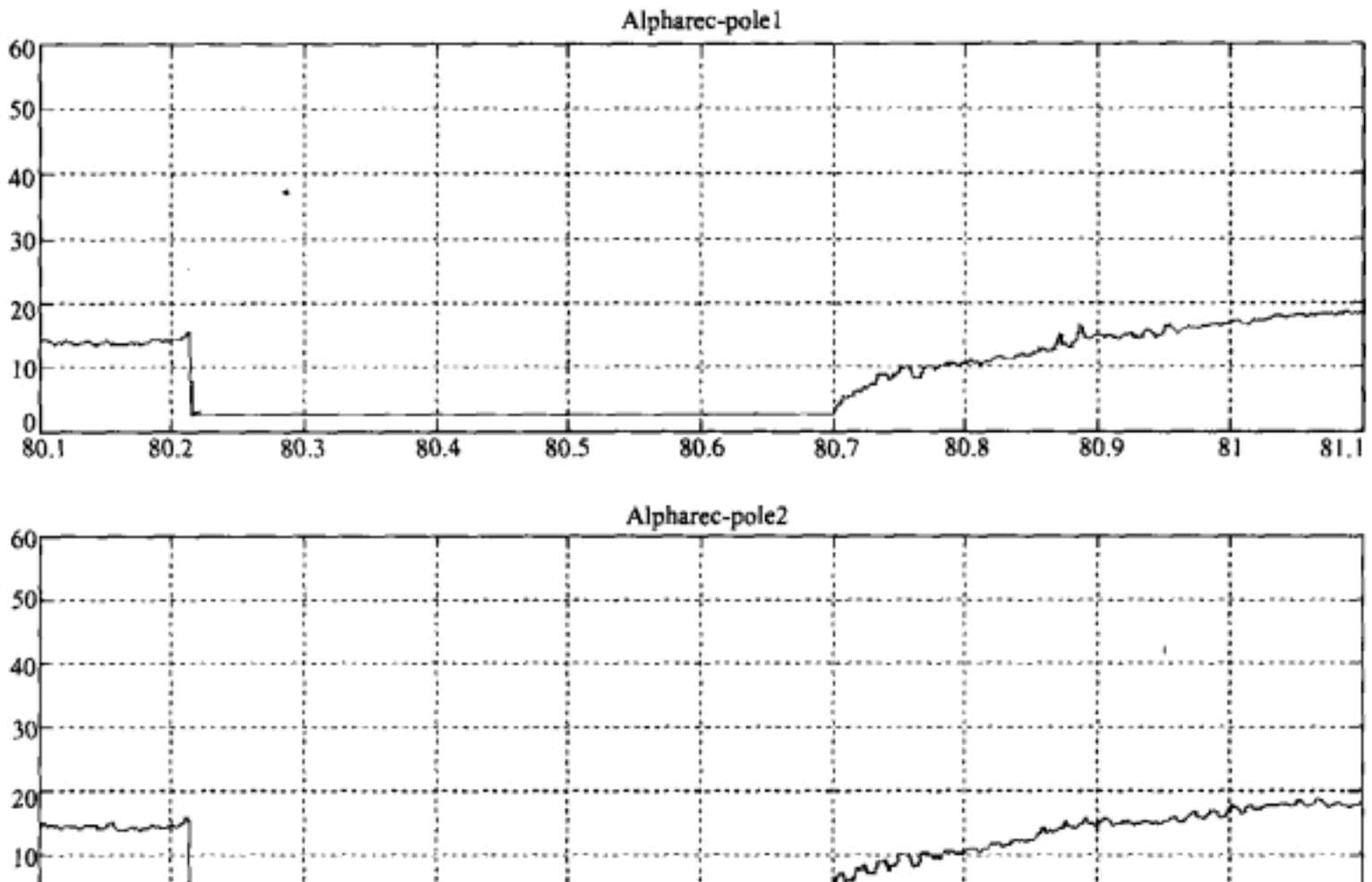


图 8.7-28　故障 3 系统响应曲线（一）

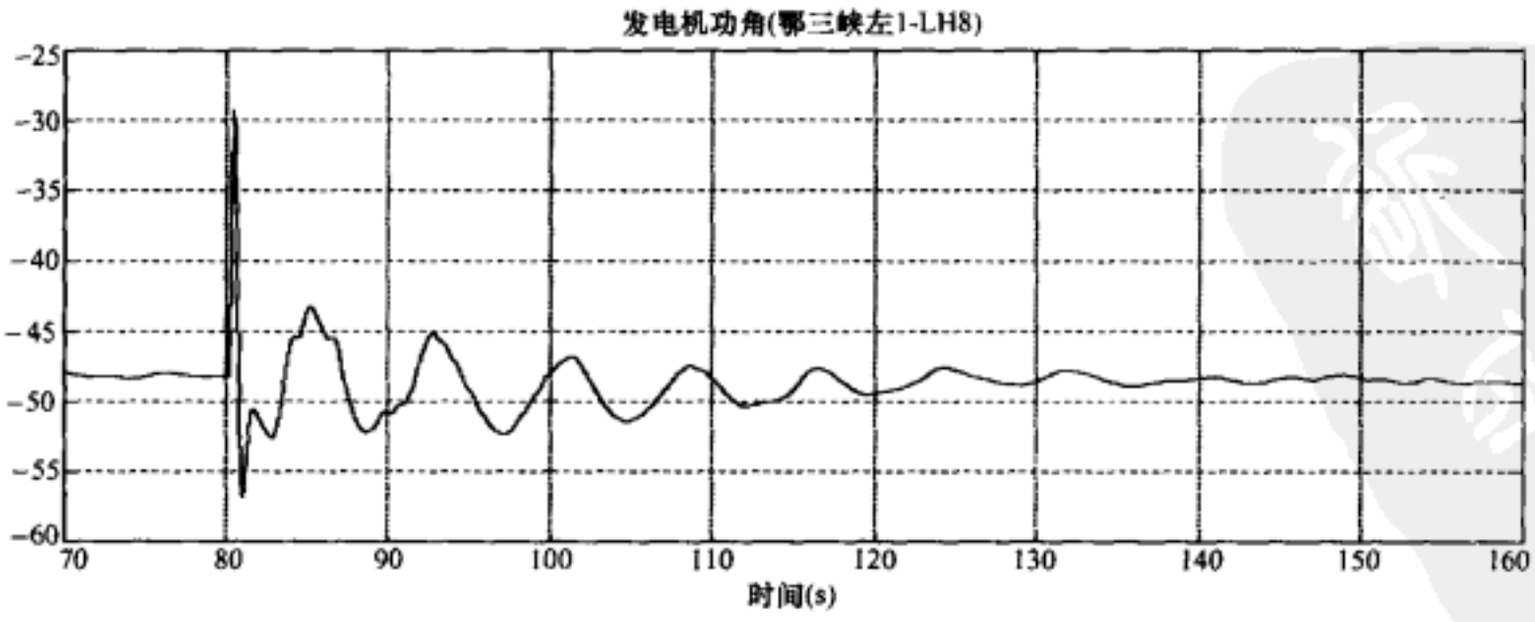
（a）整流侧交流母线三相电压



(b)



(c)



(d)

图 8.7-28 故障 3 系统响应曲线（二）

（b）整流侧直流电流；（c）整流侧换流器点燃角；（d）某两台发电机间功角曲线

参 考 文 献

[1] 周双喜，朱凌志等. 电力系统电压稳定性及其控制. 第一版. 北京：中国电力出版社，2004.

[2] 赵畹君. 高压直流输电工程技术. 第一版. 北京：中国电力出版社，2004.

[3] 王锡凡，方万良，杜正春编著. 现代电力系统分析. 第一版. 北京：科学出版社，2003.

[4] 倪以信，陈寿孙，张宝霖著. 动态电力系统的理论和分析. 第一版. 北京：清华大学出版社，2002.

[5] [加] Prabha Kundur 著. 电力系统稳定与控制. 翻译组译. 第一版. 北京：中国电力出版社，2002.

[6] [美]Carson W. Taylor 著. 电力系统电压稳定. 王伟胜译. 第一版. 北京：中国电力出版社，2002.

[7] 都志辉，陈渝，刘鹏编著. 网格计算. 第一版. 北京：清华大学出版社，2002.

[8] 周孝信. 面向 21 世纪电力科学技术讲座：全国电网互联及联网关键技术. 第一版. 北京：中国电力出版社，2001.

[9] 薛禹胜. 面向 21 世纪电力科学技术讲座：电力市场化和电网互联对稳定分析的挑战. 第一版. 北京：中国电力出版社，2001.

[10] 电力系统安全稳定导则. DL 755-2001.

[11] 刘德贵，费景高. 动力系统数值仿真算法. 北京：科学出版社，2000.

[12] 邱关源. 电路. 第四版. 北京：高等教育出版社，1999.

[13] 余贻鑫，王成山著. 电力系统稳定性理论与方法. 第一版. 北京：科学出版社，1999.

[14] 张伯明，陈寿孙著. 高等电力网络分析. 北京：清华大学出版社，1996.

[15] 韩祯祥著. 电力系统稳定. 第一版. 北京：中国电力出版社，1995.

[16] 诸骏伟主编. 电力系统分析：上册. 第一版. 北京：水利电力出版社，1995.

[17] 夏道止主编. 电力系统分析：下册. 第一版. 北京：水利电力出版社，1995.

[18] 高景德，王祥珩，李发海著. 交流电机及其系统的分析. 第一版. 北京：清华大学出版社，1993.

[19] 吴际舜编. 电力系统稳态分析的计算机方法. 第一版. 上海：上海交通大学出版社，1992.

[20] H. W. Dommel 著. 电力系统电磁暂态计算理论. 李永庄，林集明，曾昭华译. 北京：水利电力出版社，1991.

[21] [日]关根泰次著. 电力系统暂态解析论. 蒋建民，金基圣，王仁洲译. 第一版. 北京：机械工业出版社，1989.

[22] [加拿大] 余耀南著. 动态电力系统. 何大愚，刘肇旭，周孝信译. 第一版. 北京：水利电力出版社，1985.

[23] [美] P. M. 安德逊著. 电力系统故障分析. 王际强，胡冰清，任震，刘芳宁译. 第一版. 北京：电力工业出版社，1980.

[24] [美]P. M. 安德逊，A. A. 佛阿德著. 电力系统的控制与稳定：第一卷. 翻译组译. 第一版. 北京：水利电力出版社，1979.

[25] 西安交通大学，清华大学，浙江大学，湖南大学，成都工学院，水利电力部电网调度研究所合编. 电力系统计算. 第一版. 北京：水利电力出版社，1978.

[26] [苏] 阿扎里也夫著. 电力系统的数学模拟. 韩祯祥，戴熙杰译. 第一版. 北京：中国工业出版社，1966.

[27] 白雪峰，倪以信. 电力系统动态安全分析综述. 电网技术，2004，28(16)：14-20.

[28] 孙华东，汤涌，马世英. 电力系统稳定的定义与分类述评. 电网技术，2006，30(17)：31-36.

[29] 林集明等. 电力电子和 FACTS 装置数字仿真软件包的研究与开发. 中国电力，2004.

[30] 励磁系统数学模型专家组. 计算电力系统稳定用励磁系统数学模型. 中国电机工程学报，1991.

[31] 曾源，余贻鑫. 电力系统动态安全域的实用解法. 中国电机工程学报，2003，23(5)：24-28.

[32] Van-que Do et al. A Backward-Forward Interpolation Technique for a Precise Modelling of Power Electronics In HYPWERSIM. IPST'2001, June 2001.

[33] N. G. Hingorani, L. Gyugyi. Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission System. IEEE Press, 2000.

[34] Cutsem T V, Vournas C. Voltage Stability of Electric Power Systems. Kluwer Academic Publishers, 1998.

[35] H. W. Dommel. EMTP theory book. Microtran Power System Analysis Corparation, Vancouver Canada, 1996.

[36] Task force on probabilistic aspects of reliability criteria of the IEEE PES reliability, risk and probability applications subcommittee. Probabilistic security assessment for power system operations. IEEE PES General Meeting[c], Denver, USA, 6-10 June, 2004.

[37] IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. Definition and classification of power system stability[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(2): 1387-1401.

[38] CIGREtask force 38. 02. 08. Tools for simulating long-term dynamics[J]. Electra No. 163 Dec 1995: 151-165.

[39] IEEE Task Force on Excitation Limiters. Recommended Models of Overexcitation Limiting Devices. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10 No. 4, December 1995.

[40] IEEE Task Force on Excitation Limiters. Underexcitation Limiter Models for Power System Stability Studies. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 10 No. 3, September 1995.

[41] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance. Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 10, No. 3, August 1995.

[42] CIGRE task force 38. 02. 08. Tools for simulating long-term dynamics[J]. Electra No. 163 Dec 1995: 151-165.

[43] IEEE Working Group on prime mover and energy supply models for system dynamic performance studies. Hydraulic turbine and turbine control models for sys-

tem dynamic studies. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 1, Feb. 1992.

[44] IEEE Working Group on prime mover and energy supply models for system dynamic performance studies. Dynamic models for fossil fueled steam units in power system studies. IEEE Trans on Power Systems, Vol. 6, No2, May 1991.

[45] IEEE Committee Report. Voltage Stability of Power System: Concepts, Analytical Tools, and Industry Experience, IEEE publication 90TH0358-2-PWR, 1990.

[46] J. Arrillage, C. P. Arnold, B. J. Harker. Computer Modeling of Electric Power Systems. Chi Chester: Wiley, 1983.

[47] IEEE Power Engineering Society. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE Std 421.5, 1992.

[48] IEEE Sub-synchronous Resonance Task Force of The Dynamic System Performance Working Group. "First Benchmark Model for Computer Simulation of Subsynchronous Resonance", IEEE trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-96, No. 5, September/October 1977.

[49] IEEE Committee Report. Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies. IEEE Trans., Vol. PAS-92(6), pp. 1904-1915, 1973.

[50] R. H. Park. Two-Reaction Theory of Synchronous Machines-Generalized Method of Analysis-Part 1, AIEE Trans., Vol. 48, pp. 716-717, 1929; Part 2, Vol. 52, pp. 352-355, 1933.

[51] W. F. Tinney, I. W. Waiker. Direct Solutions of Sparse Network Equation by Optimal Ordered Triangular Factorization. Proceedings of IEEE Vol-55 No. 11 pp. 1801-1809, 1967.

[52] W. F. Tinney, C. E. Hart. Power Flow Solution by Newton's Method. IEEE Trans. Power System and Apparatus Vol. 86 pp. 1449-1460, 1967.

[53] B. Scott, O. Alsac. Fast Decoupled Load Flow. IEEE Trans. Power Systems and Apparatus Vol · PAS-93 (3) pp. 859-869, Mar. 1974.

[54] H. W. Dommel, W. F. Tinney. Optimal Power Flow Solutions. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-87, pp. 1866-1876, 1968.

第9篇 电力系统有功功率调整和频率控制

PDG

第1章 概 述

1 有功功率与频率偏移

电力系统是一个包括电能生产、输送、分配和消费的大型系统，通常由发电机、变压器、输电线路和用电负荷等电气设备组成，普遍使用三相交流电，每一相均为正弦波，各相之间相差120°。

频率是表征交流电交变速率的参数，单位为赫兹(Hz)，即一秒钟内的周波数量。频率是由同步发电机的转速决定的

$$f=\frac{pn}{60} \tag{9.1-1}$$

式中：p 为发电机转子级对数；n 为发电机转速，r/min；f 为系统频率，Hz。

电力系统运行中都设定了一个额定频率，中国和欧洲电力系统都使用50Hz，美国等少数国家使用60Hz。发电和用电设备都是按照额定频率设计和制造的，只有在额定频率附近运行时，才能发挥最好的经济和技术性能。当频率发生偏移时，将对发电和用电设备产生不利影响，因此维持额定频率运行对电力系统是至关重要的。

一般把频率对额定值的偏移限制在一个较小的范围内，此偏移即为频率偏移。频率偏移是由于有功功率的供需不平衡造成的。电力系统中，有功功率的生产和消耗必须时刻保持平衡。一旦不平衡，就会出现频率偏移。当频率偏低时，说明供不应求，应该增加发电机有功功率输出；当频率偏高时，说明供大于求，应该降低发电机有功功率输出。但是，把频率始终稳定在额定值是不可能的，一般都会允许频率在一定范围内变化，比如±0.2～0.5Hz。允许频率偏移的大小不仅与电力系统规模有关，也反映了一个国家的电力工业发展水平。

2 电力系统功频静态特性

电力系统中出现有功功率不平衡将导致频率偏移，电力系统功频静态特性描述的是频率偏移量和有功功率不平衡量之间的静态定量关系。

2.1 负荷功频特性

2.1.1 负荷按频率静态特性的分类

电力系统中各种有功负荷根据其与频率的关系可以分为以下几类：

(1) 与频率变化无关的负荷，如白炽灯、电弧炉、电阻炉、整流负荷等；

(2) 与频率成正比的负荷，如切削机床、球磨机、往复式水泵、压缩机、卷扬机等；

(3) 与频率的二次方成比例的负荷，如变压器中的涡流损耗等；

(4) 与频率的三次方成比例的负荷，如通风机、静水头阻力不大的循环水泵等；

(5) 与频率的更高次方成比例的负荷，如静水头阻力很大的循环水泵等。

2.1.2 负荷静态频率特性

有名值下的电力系统负荷静态频率特性为

$$P_f=a_0P_0+a_1P_0\left(\frac{f}{f_0}\right)+a_2P_0\left(\frac{f}{f_0}\right)^2+\cdots+a_nP_0\left(\frac{f}{f_0}\right)^n \tag{9.1-2}$$

式中：P_f 为频率等于 f 时的电力系统有功负荷；P_0 为频率等于额定值 f_0 时的电力系统有功负荷；a_i ($i=0, 1, 2, \cdots$) 为与频率的 i 次方成比例的负荷占额定负荷的百分比，并有

$$a_0+a_1+a_2+\cdots+a_n=1 \tag{9.1-3}$$

分别以 P_0 和 f_0 为功率和频率的基准值，标幺制下的负荷静态频率特性为

$$P_{f*}=a_0+a_1f_*+a_2f_*^2+\cdots+a_nf_*^n \tag{9.1-4}$$

由于与频率的更高次方成比例的负荷所占的比重很小，可以忽略不计，式(9.1-2)和式(9.1-4)通常只取到频率的三次方为止。

2.1.3 负荷频率调节效应系数

实际系统中允许的频率变化范围很小，此时负荷的频率静特性可近似用一直线表示（见图9.1-1），图中直线的斜率为

$$K_L=\tan\beta=\frac{\Delta P}{\Delta f}(\mathrm{MW/Hz}) \tag{9.1-5}$$

或用标幺值表示

$$K_{L*}=\frac{\Delta P/P_0}{\Delta f/f_0}=\frac{\Delta P_*}{\Delta f_*} \tag{9.1-6}$$

K_L、K_{L*} 称为负荷的频率调节效应系数，它代表电力系统单位频率变化所引起的负荷变化量。K_L 的数值取决于电力系统中各类负荷的比重，因此是一个随时间变化的数值，此值一般由实测获得。实际系统中，负荷总是随频率升高而增加，随频率降低而减少。由于负荷变化与频率变化的方向一致，因此 K_L、K_{L*} 恒为正数，K_{L*} 典型值为1～3。电力调度中心应掌握此数据，作为考虑因系统频率降低需减少负荷或低频事故时，计算切除负荷量的依据。

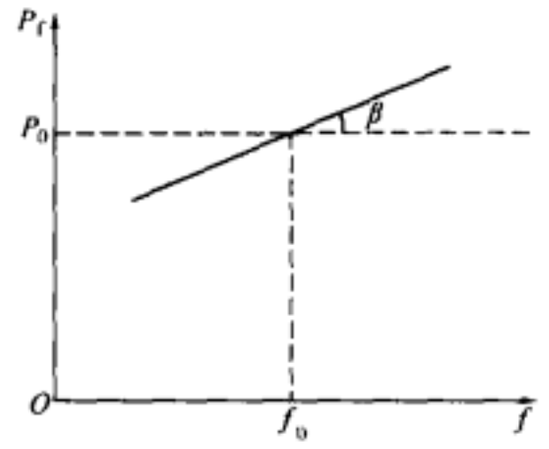


图9.1-1 负荷频率调节效应系数

2.2 发电机组功频特性

2.2.1 发电机组调速系统

当发电机组的原动机功率与输出功率不平衡时，将引起发电机组转速的变化。为了控制发电机组的转速，发电机组均安装有调速系统。调速系统种类很多，这里以机械式调速系统为例，介绍其工作原理，示意图见图9.1-2。

调速系统由四部分组成：(Ⅰ) 检测部件——离心飞摆等；(Ⅱ) 放大部件——错油门；(Ⅲ) 执行部件——油动机；(Ⅳ) 转速控制部件——伺服电动机及连杆传动机构。

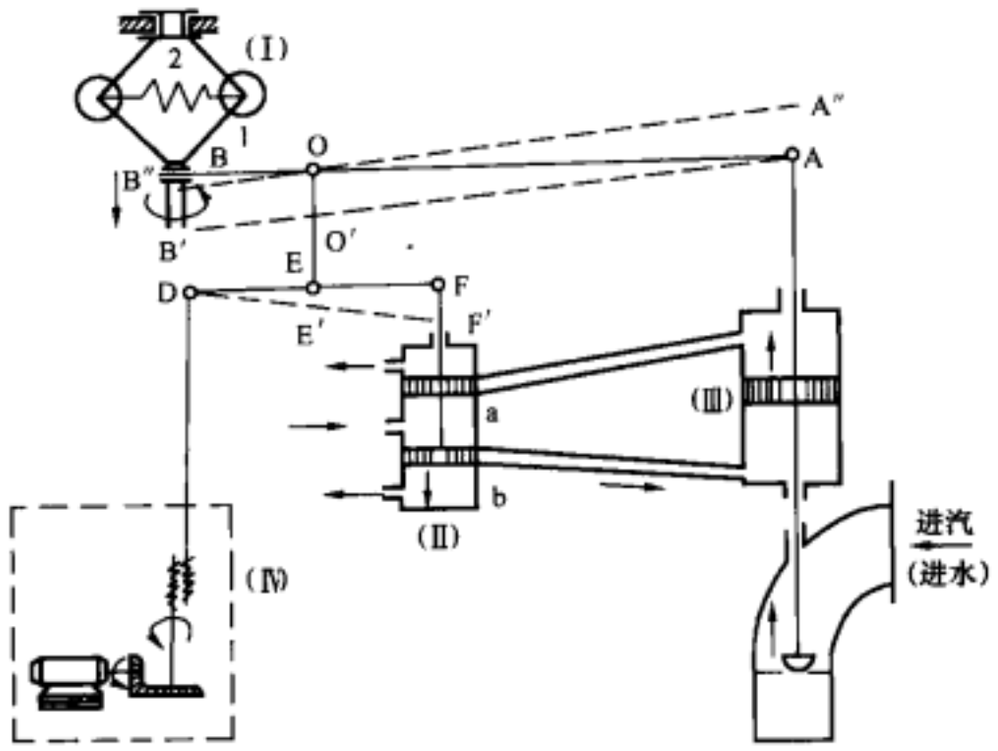


图 9.1-2 调速系统的工作原理

其中，由（Ⅰ）、（Ⅱ）、（Ⅲ）组成调速器，实现一次调频；由（Ⅳ）、（Ⅱ）、（Ⅲ）组成调频器，实现二次调频。

当发电机负荷增加时，发电机组的转速下降，频率随之下降，飞摆离心力变小，使套筒从 B 点降至 B′。整个杠杆系统随着 B 的下降以 A、D 为支点而动作，O 点下降至 O′，E、F 点分别下降至 E′、F′点。于是错油门的活塞向下移动，进入错油门中间入口的压力油由 b 出口送往油动机，使其活塞上移，增大汽门（或导水翼）开度，增加进入汽轮机（或水轮机）的进汽（或进水）量，使机组转速上升，频率上升，发电机输出功率增加，套筒从 B′处回升。此时 A 点也上升，整个 AOB 杠杆由 AO′B′位置向上移动，提升 E′、F′。经过动态调节过程，最后稳定下来时使错油门恢复原状，活塞堵住 a、b 出口。此时 A 点上升到 A″点，O 点维持原来的位置，而 B 点略有下降，稳定在 B″位置。因此整个机组转速略低于原来的转速，频率相应略低于原来频率。

由此可见，对应增大了的负荷，发电机输出功率增加，转速与频率略低于原来值；反之，如负荷减小，则调速器的调整作用使输出功率减小，转速与频率略高于原来值。由于它们不能恢复到原状，故是一个有差调节的过程。这就是发电机组的一次调频过程，也称调速过程，它是由调速器自动完成的。

2.2.2 发电机组功频静特性系数

在发电机组的一次调频中，发电机组输出功率和频率静态关系的曲线称为发电机组的功频静特性，它可以近似地用直线来表示，如图 9.1-3 所示。发电机组在额定频率 f_0 下运行时，其输出功率为 P_0，相当于图中的 a 点；当电力系统频率下降到 f_1 时，发电机组由于调速系统的作用，使机组输出功率增加到 P_1，相当于图中的 b 点。如果原动机的调节汽门（或导水翼）的开度已达到最大位置，即相当于图中的 c 点，则频率再下降，发电机组的输出功率也不会增加。

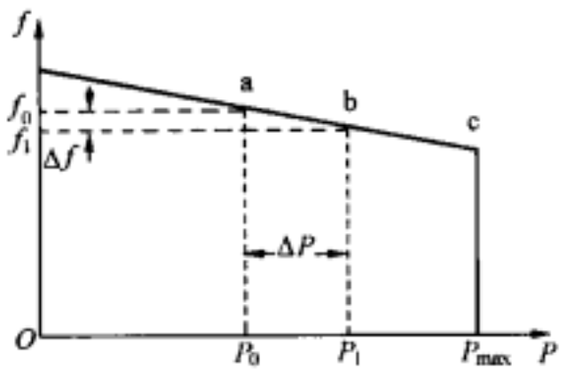


图 9.1-3 发电机组的功频静特性

发电机组的功频静特性曲线的斜率为

$$K_g=-\frac{\Delta P}{\Delta f} \tag{9.1-7}$$

式中：K_g 为发电机组的功频静特性系数。

K_g 的数值表示频率发生单位变化时发电机组输出功率的变化量，负号表示发电机组输出功率的变化和频率的变化方向相反。K_g 的标幺值表示式为

$$K_{g*}=-\frac{\Delta P/P_0}{\Delta f/f_0}=-\frac{\Delta P_*}{\Delta f_*} \tag{9.1-8}$$

与负荷的频率调节效应系数 K_{L*} 不同，发电机组的功频静特性系数 K_{g*} 是可以整定的，K_{g*} 的整定范围通常取为 14.4～25。在实际应用中更常用的是 K_{g*} 的倒数，称为发电机组的调差系数 $\delta\%$。一般情况下，水轮发电机组调差系数的整定范围为 4%～5%，汽轮发电机组调差系数的整定范围为 5%～7%。

根据运行经验，同类型、同容量的机组的调差系数宜取得一致。图 9.1-4 表示两台等容量（600MW）但不同调差系数的机组的工作情况。机组 A 的调差系数为 5%，机组 B 的调差系数为 3%。在初始状态，系统频率为 50Hz，两台机组均满负荷运行。由于某种原因，系统失去了一部分负荷，系统频率上升到 50.5Hz，机组 A 的输出功率下降了 100MW，而机组 B 的输出功率下降了 167MW，造成同类型、同容量机组之间的不平衡，对系统的安全稳定和经济运行不利。国外某些电力系统，如北美电力系统可靠性协会部分区域协会，就要求在同一个交流互联的电力系统中采用统一的机组调差系数。

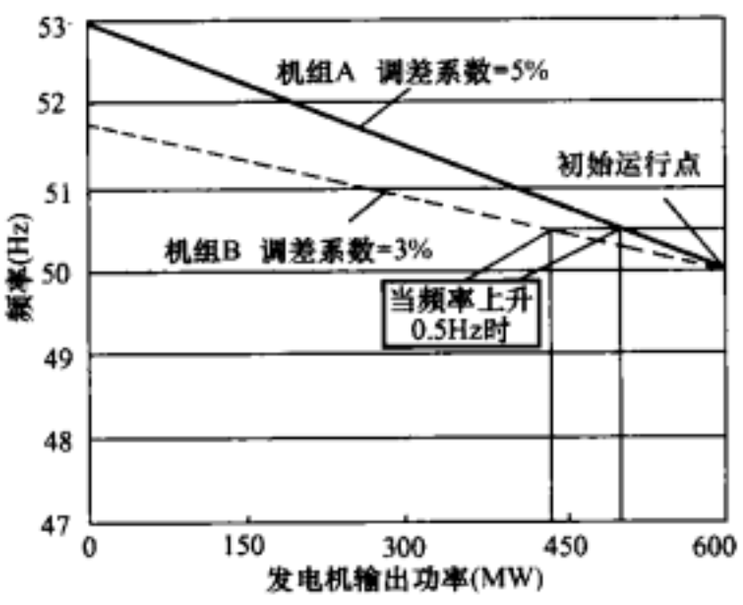


图 9.1-4 调差系数取值不同的影响

2.2.3 调速系统的不灵敏区

发电机组调速系统不灵敏区的定义是：在速度持续变化的总范围内，由调速系统控制的阀门位置没有可测量的变化。发电机调速系统不灵敏区用额定速度的百分数表示。在发电机组调速系统中，存在两种不灵敏区：即固有的和可整定的。对不同类型的调速系统的测试表明，机械式调速系统固有的不灵敏区较大，通常为 0.02Hz，而电液式调速系统固有的不灵敏区很小，一般可小于 0.005Hz。调速系统可整定的不灵敏区，则是由运行人员在电力系统频率正常偏移的范围内设定的。

发电机调速系统设置不灵敏区，一方面可以躲开电力系统频率幅度较小而又具有一定周期的随机波动，减少调速系统的动作、减少阀门位置的变化，提高发电机运行的稳定性；同时也可满足电力系统正常运行中某些使频率偏离额定值的需要，如满足电力系统时间偏差调节的需要。另一方面，由于不灵敏区的存在，在系统扰动情况下，频率和联络线功率振荡的幅值和时间都将增加，将加重二次调频的负担。因此，合理设定发电机组调速系统不灵敏区非常重要。某些电力系统为了调整同步时间偏差的需要，允许一段时间内频率偏差 0.02Hz，以便将走快或变慢的同步时间误差纠正过来，另外，亦可在此段时间内进行无意交换电量公正地

偿还。

2.3　电力系统的综合功频特性

要确定电力系统的负荷变化引起的频率变化，需要同时计及负荷及发电机组的调节效应。图 9.1-5 表示电力系统综合的功频静态特性。

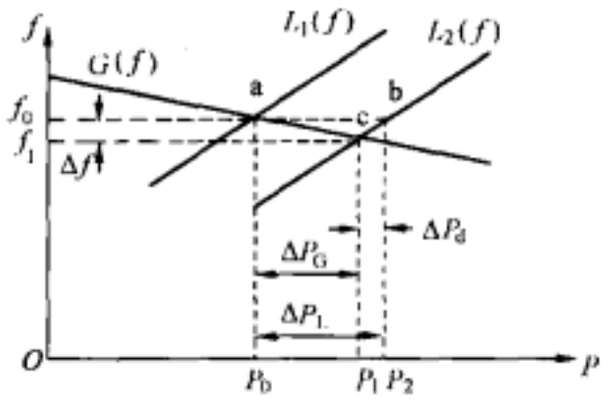


图 9.1-5　电力系统的功频静态特性

在初始运行状态下，负荷的功频特性为 $L_1(f)$，它与发电机组的功频静态特性 $G(f)$交于 a 点，确定了系统频率为 f_0，发电机组的输出功率为 P_0。当负荷增加初始功率 ΔP_L，负荷的功频特性变为 $L_2(f)$，那么系统新的稳定运行点由 $L_2(f)$与 $G(f)$的交点 c 决定。此时系统频率为 f_1，发电机组的输出功率为 P_1。由于频率变化了 Δf，且

$$\Delta f = f_1 - f_0 < 0$$

发电机输出功率增量为

$$\Delta P_g = -K_g \Delta f$$

由于负荷的频率调节效应所产生的负荷功率变化为

$$\Delta P_d = K_L \Delta f$$

负荷功率的实际增量为

$$\Delta P_L + \Delta P_d = \Delta P_L + K_L \Delta f$$

有下式成立

$$\Delta P_L = -(K_g + K_L)\Delta f = -\beta \Delta f \qquad (9.1\text{-}9)$$

式(9.1-9)反映了负荷功率变化量与实际频率变化量之间的关系，即为电力系统的综合功频特性，是负荷和发电机组功频特性的总和，$\beta = (K_G + K_L)$称为系统的频率响应特性系数，单位为 MW/Hz。

3　发电有功备用

对于一个运行或规划中的电力系统，要求拥有一定的发电有功备用，以适应系统运行情况的变化或系统的发展要求。电力系统中必须拥有适当备用容量，才能保证系统优质、安全、经济地运行。有功备用按其作用来分可分为：负荷备用、事故备用、检修备用和国民经济备用。

负荷备用是适应系统中负荷的短时波动，并担负短期（一日）内计划外负荷的增加而设的备用容量，其大小与系统的总负荷、各类负荷的组成状况及运行经验有关，一般为最大负荷的 2%～5%，大系统取小值，小系统取大值。

事故备用是在系统中发电设备发生偶然事故时，为使用户不受严重影响，维持系统正常运行所需的备用容量，其大小取决于系统中机组的台数、机组的容量及故障率、系统的可靠性指标等因素，一般为最大负荷的 5%～10%，但应不小于运转中最大的一台机组容量。

检修备用是使系统中发电设备能定期检修而设置的备用容量。检修尽量安排在节假日等负荷低落期，可以减小检修备用容量。根据系统情况也可不设检修备用。

国民经济备用是为满足工农业生产的超计划增长对电力的需求而设置的备用容量，一般为最大负荷的 3%～5%。

在以上备用容量中，负荷备用及一部分事故备用要随时应付系统负荷的变化，因此它们又称为热备用或旋转备用，它们是运转中的发电设备可能发出的最大功率与系统发电功率之差。以上备用容量中余下部分一般称为冷备用，是系统中未运转的，但能随时启用的发电设备可能发出的最大功率。冷备用从开始启动至投入运行需要一定的时间。

4　三级有功频率控制

4.1　概述

电力系统有功功率调整和频率控制是电力系统运行控制的基本任务之一，也称负荷频率控制（LFC）。其控制目标包括电网安全、质量和经济三个方面，对互联电力系统还负责联络线潮流的控制，考虑的约束不仅包括各种设备的技术约束，也包括环保约束。其控制对象一般为发电机的有功输出，紧急情况下也采用切负荷等手段。

由于 LFC 问题比较复杂，一般将其分解为三级进行分解协调控制，各级之间功能互补、相辅相成。其中，一级频率控制，又称一次调频，是发电机对频率变化做出的自动响应，主要针对变化周期短（10s 以内）、变化幅度小的负荷分量；二级频率控制，也称二次调频，是电网调度中心的自动发电控制（AGC）软件通过远动通道对发电机有功功率进行控制，从而快速恢复频率偏移，主要针对变化周期较长（一般 10s 到 3min）、变化幅度较大的负荷分量；三级频率控制，也就是经济调度，在安全前提下，通过优化方法对发电厂的有功功率进行经济分配，主要针对变化缓慢、变化幅度大的负荷分量，例如：由于气象条件、作息制度、人们生活规律等引起的负荷变化。

图 9.1-6 给出了三级有功频率控制系统的原理示意图。

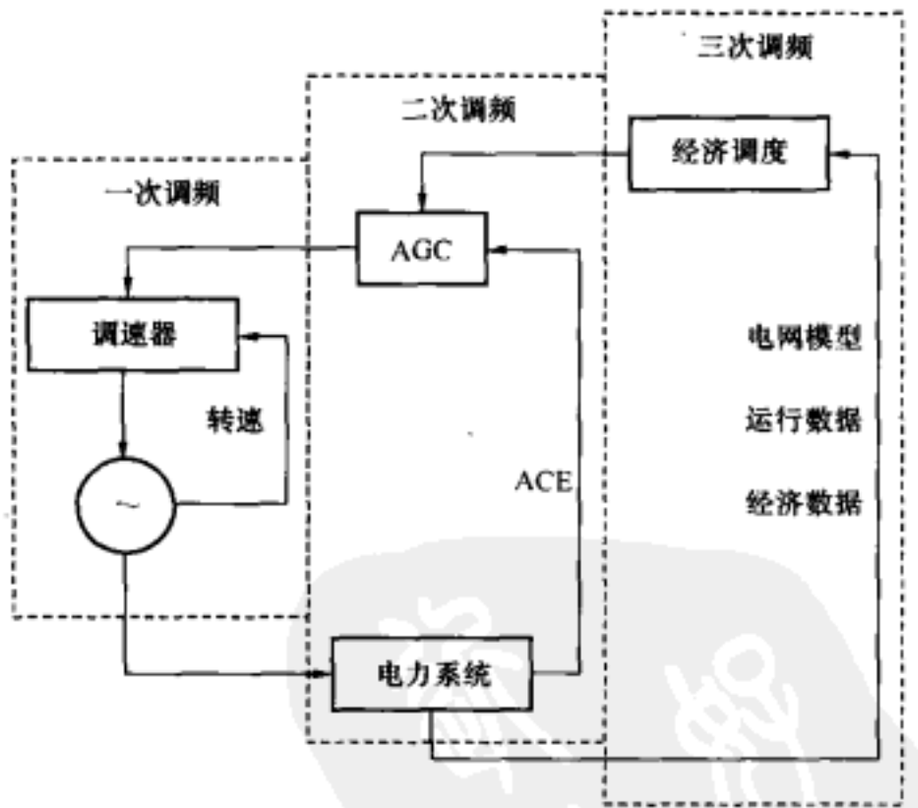


图 9.1-6　三级有功频率控制

4.2　一次调频

电力系统一次调频是指利用电力系统中发电机组的调速器和负荷的功频特性的作用，来阻止系统频率偏移的调节方式。具有以下特点：

（1）一次调频由原动机的调速系统实施，对系统频率变化的响应速度快，电力系统综合的一次调频时间常数一般在 10～30s 之间。

（2）由于火电机组的一次调频仅作用于原动机的进汽阀

门位置，而未作用于火电机组的燃烧系统。当阀门开度增大时，是锅炉中的蓄热暂时改变了原动机的功率，由于燃烧系统中的化学能未发生变化，随着蓄热量的减少，原动机的功率又会回到原来的水平。因而，火电机组参与系统一次调频的作用时间是短暂的。不同类型的火电机组，由于蓄热量不同，一次调频的作用时间为 0.5～2min 不等。

（3）一次调频属于有差调节，不能实现对系统频率的无差调整，其优点是所有机组的调整只与一个参变量即与系统频率有关，机组之间相互影响小。

电力系统一次调频在电力系统频率调节中的作用是：

（1）自动平衡电力系统中那些快速的、幅值较小的负荷随机波动。

（2）一次调频是控制频率的一种重要方式，但由于它的调节作用的衰减性和有差性，因此不能单独依靠它来调节系统频率。要实现频率的无差调整必须依靠二次调频。

（3）对异常情况下的负荷突变，一次调频可以起某种缓冲作用。

4.3 二次调频

由于发电机一次调频实行的是频率的有差调节，因此，早期的二次调频，是通过控制发电机调速系统的伺服电机，改变发电机组的调差特性曲线的位置，实现频率的无差调节。但此时并未实现对火电机组燃烧系统的控制，为使原动机的功率与负荷功率保持平衡，需要依靠人工调整原动机功率的基准值，达到改变原动机功率的目的。目前火电机组普遍采用了机炉协调控制系统，由自动控制来代替人工操作。在现代化的电力系统中，各控制区常采用集中的计算机控制。这就是电力系统的二次调频。

二次调频的特点有：

（1）不论是采用分散的还是集中的二次调频方式，其作用均是对系统频率实现无差调整。

（2）在具有协调控制的火电机组中，由于受能量转换过程的时间限制，二次调频对系统负荷变化的响应比一次调频要慢，它的响应时间一般需要 1～2min。

（3）在二次调频中，对机组功率往往采用简单的比例分配方式，常使发电机组偏离经济运行点。

电力系统二次调频在电力系统频率调节中的作用是：

（1）由于二次调频的响应时间较慢，因而不能调整那些快速变化的负荷随机波动，但它能有效地调整分钟级和更长周期的负荷波动。

（2）二次调频的作用可以实现电力系统频率的无差调节。

（3）由于响应时间的不同，二次调频不能代替一次调频的作用；而二次调频的作用开始发挥的时间，与一次调频开始逐步失去的时间基本相当。因此，两者若在时间上配合好，对系统发生较大扰动时快速恢复频率相当重要。

（4）二次调频带来的使发电机组偏离经济运行点的问题，需要由三次调频（经济调度）来解决；同时，集中的计算机控制也为三次调频提供了有效的闭环控制手段。

4.4 三次调频

电力系统三次调频也称有功经济调度，其主要任务是经济、高效地实施功率和负荷的平衡。三次调频要解决的问题是：

（1）以最低的开、停机成本（费用）安排机组组合，以适应日负荷的大幅度变化。

（2）在发电机组之间经济地分配有功功率，使得发电成本（费用）最低。在地域广阔的电力系统中，则需考虑发电成本（发电费用）和网损（输电费用）之和最低。

（3）为预防电力系统故障时对负荷的影响，在发电机组之间合理地分配备用容量。

（4）在互联电力系统中，通过调整控制区之间的交换功率，在控制区之间经济地分配负荷。

电力系统三次调频与一、二次调频的区别较大，其特点主要是：

（1）三次调频不仅要对实际负荷的变化作出反应，更主要的是要根据预测的负荷变化，对发电机组有功功率事先做出安排。

（2）三次调频不仅要解决发电和负荷的平衡问题，还要考虑成本或费用的问题，需控制的参变量更多，需要的数据更多，算法也更复杂，因此其执行周期不可能很短。

电力系统三次调频主要是针对一天中变化缓慢的负荷安排发电计划，当发电功率偏离经济运行点时，对功率重新进行经济分配。其在频率控制中的作用主要是提高控制的经济性。同时，发电计划安排的优劣对二次调频的品质有重大的影响，如果发电计划与实际负荷的偏差较大，则二次调频所需的调节容量就越大，承担的压力越重。因此，应尽可能提高三次调频的精度。

表 9.1-1 给出了三个级别的频率控制的特点对比。

表 9.1-1 三级负荷频率控制的特点

	区域性	有差否	优化否	时间级
一次调频	本地	有差	无优化	秒级
二次调频	全局	无差	无优化	秒～分钟
三次调频	全局	无差	有优化	分钟～小时

5 校正控制和紧急控制

在电力系统正常状态下，前述三级频率控制可以满足有功频率控制的要求。但是当系统断面（支路）有功潮流发生安全越限时，还需要通过校正控制，调整发电功率，来解除潮流越限。另外，当系统进入紧急状态时，还需要进行切机切负荷等紧急控制，避免频率稳定问题发生。

电力系统的频率稳定问题是指当系统频率下降时，发电设备的效率会降低或产生功能异常。为了保护发电设备不受损害，当系统频率下降到一定程度时需要将发电机组同电力系统解列，这样又会造成发电功率下降，使频率进一步降低，如此恶性循环，最终可能导致电力系统发生频率崩溃。

电力系统频率稳定的破坏是一个很快的过程，一般在几十秒内完成，自动发电控制（AGC）是无法拯救的。时时刻刻保持发用电的平衡，维持系统频率在规定值内，并保留必要容量的旋转备用极其重要。除了必须留有足够的旋转备用容量外，其中一个非常重要的措施就是要充分发挥 AGC 的作用，始终将系统频率控制在标准频率附近。

6 电力市场下的有功频率控制

在电力市场环境下，电力系统有功频率控制也衍生出了新的问题。在电力市场环境下，要让所有的市场参与者公平竞争，给电力系统有功频率控制带来了巨大的变化。

当前我国的电力市场实行“厂网分开、竞价上网”。发电公司和电网公司以独立企业的方式来经营，成为不同的利

益主体。在这种环境下，电力系统的发电控制指令都需要靠交易的方式来完成。同时，为了保证电网的安全与可靠运行，需要建立辅助服务市场，提高发电公司提供电网安全服务的积极性。

电力市场的主服务（主商品）是电能和输电服务，为了保障电网安全稳定和传输可靠性而提供的商品称为辅助服务。有功频率控制相关的主要有有功现货市场和辅助服务市场，辅助服务包括 AGC 辅助服务和备用辅助服务。其中有功现货和备用辅助服务主要是在三次调频中考虑，而 AGC 辅助服务主要是在二次调频中考虑。

第 2 章 发电厂自动发电控制

1 水电厂自动发电控制

1.1 概述

水电厂通常是采用功率成组调节装置，按流量（或按水位）调节装置等实现功率控制的功能。由于水电厂调节性能好、调节速度快，一般情况下由水电厂承担电力系统负荷曲线中的峰荷及腰荷。随着水电厂计算机监控系统的投入运行，水电厂的自动发电控制方式更加完善、灵活和有效。水电厂能按预定的条件和要求，以迅速、经济的方式自动控制水电厂有功功率来满足电力系统的需要。一般水电厂接收功率指令的方式有两种：①给定日负荷曲线，即电网调度中心前一日下达下一日的全厂负荷曲线，至当日零时由计算机监控系统自动将日负荷曲线存于当日的执行曲线以便进行负荷控制；②通过调度中心的 AGC 程序，根据电网运行需要，定时给定电厂（或机组）的功率目标指令进行控制调节。

调度中心的能量管理系统或水电厂的计算机监控系统根据全厂的总有功功率给定值或系统频率目标值对全厂各机组的有功功率进行计算分配，分配的原则可以是按耗水量微增率分配，当机组微增率特性相同时可简化为按机组容量等比例分配。为了使各机组功率分配值合理，由运行限制条件对其进行合理性检验。运行限制条件可以是机组不可运行区（如汽蚀区、振动区），当前水头下机组出力限值等。在保证水电厂和电力系统安全运行的条件下，AGC 运行以经济为原则，据此确定电厂机组运行台数，运行机组的组合，使机组运行在优化工况，并对机组启停作出合理的安排，使其对全厂有功功率和系统频率的变化做出迅速的反应，满足电力系统的要求。

水电厂自动发电控制系统主要由水电机组、电厂计算机监控系统、远方控制信号接收装置(或通信工作站)、机组调功装置以及数据采集装置等构成。图 9.2-1(a)给出了水电厂自动发电控制系统的单机控制方式原理方框图。图 9.2-1(b)给出了水电厂自动发电控制系统的全厂控制方式原理方框图。

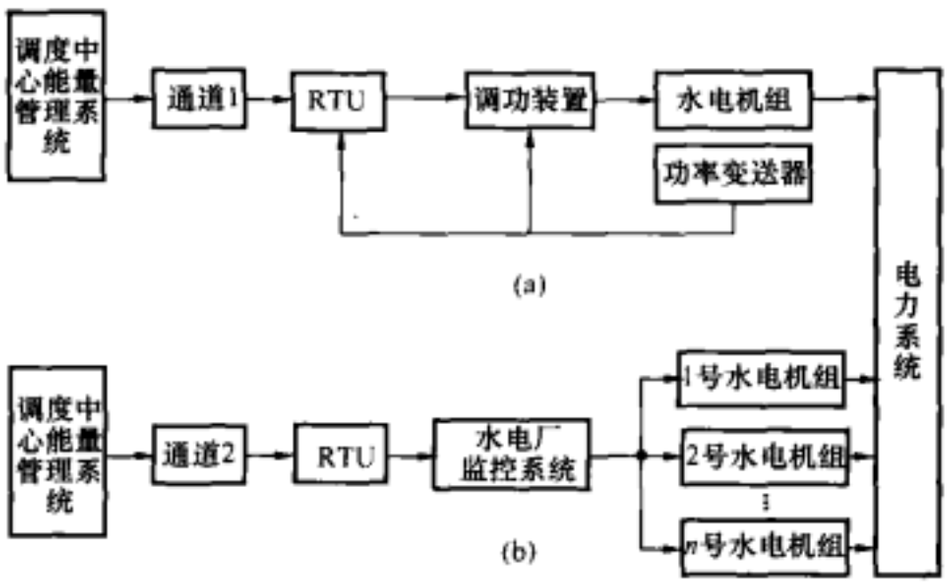


图 9.2-1 水电厂 AGC 控制系统原理框图

(a) 单机控制方式；(b) 全厂控制方式

1.2 水电厂自动发电控制系统

1.2.1 水电机组的响应特性

在水电机组中，由于发电机的响应特性比水轮机的响应特性快得多，因此水电机组的响应特性主要取决于水轮机的响应特性。而水轮机的响应特性又与调速器的响应特性密切相关。调速器的性能指标与其系统结构模式有关。经典的水轮机调速器和原动机模型如图 9.2-2 所示。图中 T_g 为调速器响应，T_P 为引导阀门时间常数，T_d 为软反馈时间常数，D_d 为软反馈环节系数，T_w 为水锤效应时间常数，ϵ 为调速器死区，σ 为调差系数，V_o 为阀门最大开启速度，V_c 为阀门最大关闭速度，P_{min} 和 P_{max} 分别为原动机的最小和最大输出功率。

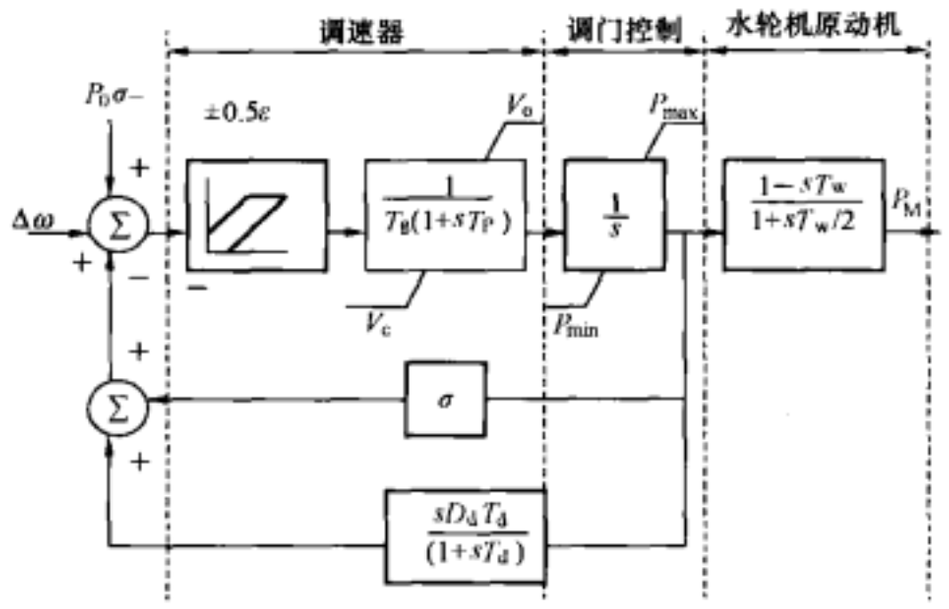


图 9.2-2 水轮机调速器和原动机的经典模型

发电机组的转速偏差信号及发电功率指令输送到调速器后，首先经调速器死区校验后输入到引导阀惯性环节，经引导阀门的最大开启/关闭速度校验后的信号进入调门控制环节转换为导叶的开度信号，并确保其在最大最小功率限值内，导叶的开度作用于水轮机的原动机环节，通过控制水轮机水量来输出需要的发电功率。同时也将调门信号通过一阶惯性环节反馈到调速器的输入口，起到校正作用。

衡量调速器的静态性能指标主要有转速死区和轮叶不随动两项；而调速器的动态性能主要反应在接力器的不动时间 T_Q 和甩满负荷的调节时间 T_P 等几个指标上。

参考国内实测值可以发现：水电机组调速器的静态转速死区一般在 0.02%±0.008%额定转速范围内，微机型调速器的静态特性曲线近似于一条直线。轮叶随动系统不随动度中，带有 PLC 或二级随动液压系统的调速器为 1.38%。

对于带 PLC 调节器及二级液压随动系统的调速器，其接力器的不动时间 T_Q 一般约为 0.2s，甩满负荷的调节时间 T_P 约为 35s，接近国际上规定的限值。对于微机型调速器，其 T_P 要小得多，一般可以控制在 20s 左右。液压装置部分对该指标影响不大。因此，选择微机调速器和一级随动液压装置可以大大提高水电机组的响应性能。

1.2.2 水电机组的调速器

水电机组有功功率的调节是由调速器来实现的。通过调速器改变导叶的开度，控制水量的变化使水轮发电机组的功率发生相应变化。由于水量的变化和导叶的开度呈非线性关系，且由于引水管的长度引起水量变化的滞后效应，因此，有功功率调节容易超调甚至发生振荡，从而延长了调节过程。

随着水电厂自动控制技术的进步，水轮机电液调速器有

了很大的发展，特别是数字式微机调速器得到了广泛的应用，这对实现水电厂自动发电控制来说十分有利。水轮机调速器主要应用于机组空载时的转速控制，正常工况时的功率调节以及电网频率偏差过大时的频率调节等。微机调速器系统由微机调节器和电液随动系统两大部分构成。

1.2.2.1　微机调节器

微机调节器是数字式电液调速器的控制中枢。它在很大程度上决定了调速器的性能、功能和可靠性。微机调节器一般由两套调节器组成，一套为自动调节器，另一套为手动调节器。正常运行时采用自动调节器，手动调节器为备用。调节器具有自动跟踪功能。当自动调节器故障时，可以无扰动地切换到手动调节器。自动调节器是以微处理器为基础的数字式调节器，手动调节器一般是模拟式调节器。微机调速器充分利用了微处理器的特点，将调速系统的功能设计得比较完善。主要功能有机组开机和停机控制、转速控制、功率控制、水位控制及成组调节、电气开度控制、导叶和桨叶的电气协联等。

从核心环节来说，微机调速器类型可分为嵌入工业级微机（PC）和可编程控制器（PLC）两大类。图 9.2-3 和图 9.2-4 分别为 PLC 调节器和 PC 调节器的原理图。

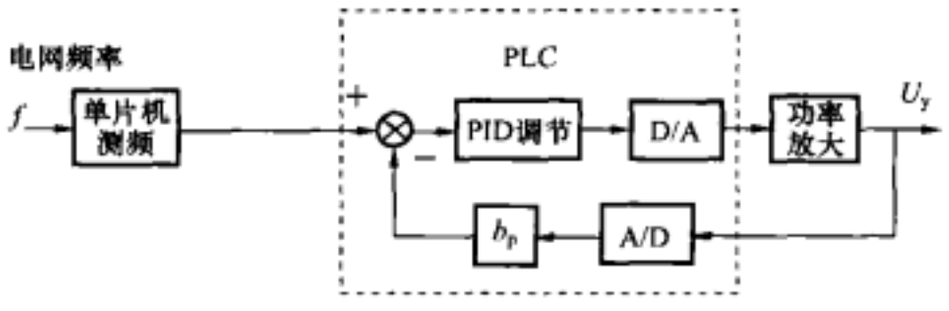


图 9.2-3　PLC 调节器原理框图

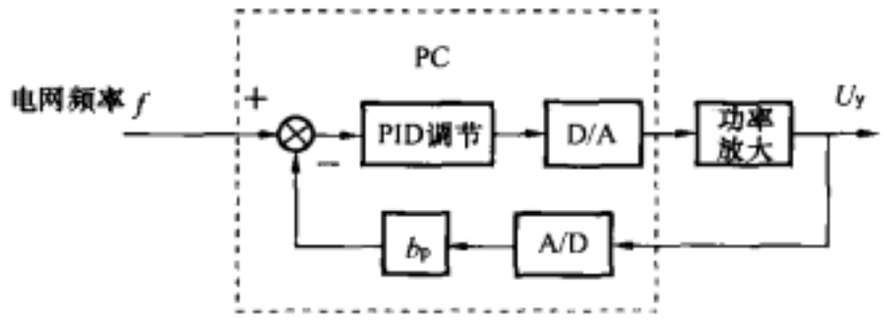


图 9.2-4　PC 调节器原理框图

比较图 9.2-3 和图 9.2-4 可见，PLC 调节器与 PC 调节器的不同之处仅在于 PLC 调节一般为单系统结构，无法解决系统频率测量的精度和实时性问题：通常采用另加一个单片机来完成测频功能，而 PC 调节器则直接接收来自电网的频率信号，两类调节器中反映系统频率的数字信号与经过模数转换的机组功率数字输出信号进行比较，通过 PID 调节环节处理后，将数字输出信号转换为机组功率模拟量控制值，经过功率放大送到液压随动系统控制导水叶开度，从而达到功率调节的目的。

1.2.2.2　电液随动系统

（1）电—机式液压随动系统。电—机式液压随动系统一般由步进电动机、液压缸和机械杆件组成，系二级随动系统。第一级为电—机随动系统，第二级为机—液随动系统。其转换装置由力矩电动机和丝杆组成，输入电位信号，输出机械位移信号。电—机式液压系统的原理框图如图 9.2-5 所示。

由图可见，电—机式液压系统一级随动系统将来自微机调节器的电位信号与传感器测到的电位反馈量相比较，将其偏差信号输入到步进式电动机和丝杆系统，并通过位移输出环节将输入的电位信号转换为机械位移信号，同时第二级随动系统将来自第一级随动系统的机械位移信号与来自导叶拉杆的机械反馈信号相比较，通过杆件引导线和接力器，将机械位移信号作用于导叶，以控制导叶的开度。

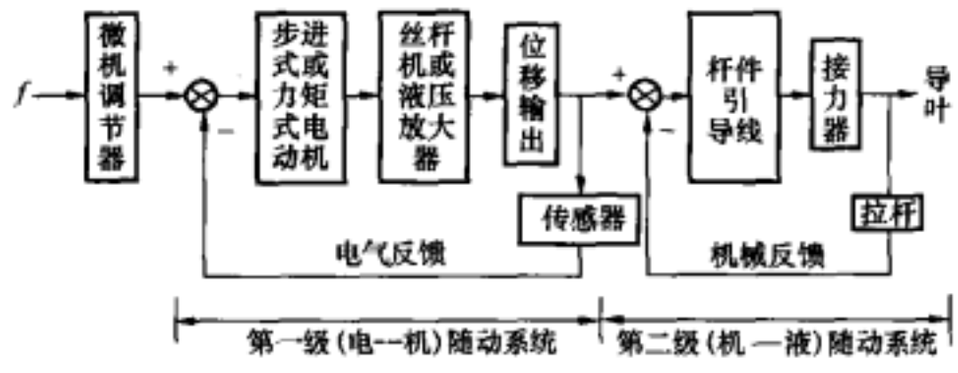


图 9.2-5　电—机式液压随动系统原理框图

（2）电—液式随动系统。与电—机式随动系统相比，电—液式随动系统目前都设计成一级随动系统，其原理框图如图 9.2-6 所示。

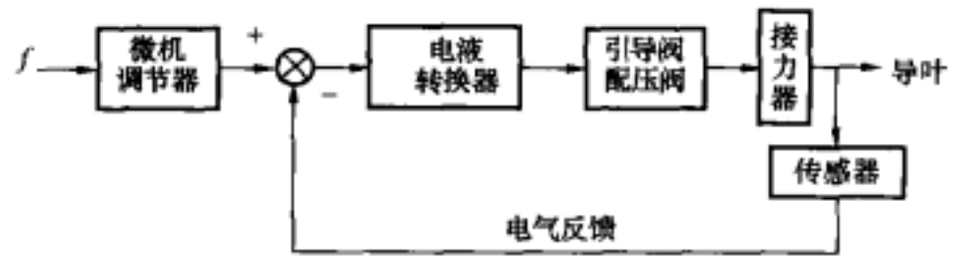


图 9.2-6　电—液式随动系统

由图可见，电—液式随动系统只有一级随动系统。来自微机调节器的电位信号与传感器测到的电位信号反馈量相比较，将其偏差信号输入到电液转换器，转换为机械位移信号，由引导阀将位移信号输入到接力器，最后作用到导叶，以控制导叶的开度。

1.2.2.3　步进式电—位移伺服系统

步进式水轮机调速器是由可编程控制器和步进电机组成的步进式电—位移伺服系统。它取消了传统的电—液随动系统，特别是电液转换器，因此消除了由于电液转换器引起的一系列问题。这种调速器的优点为：电气回路中完全取消了电位器和继电器，大大减少了接触不良等不安全因素；取消了电液转换器、手/自动切换（电磁配压）阀、增/减（电磁配压）阀等以及这些部件相应的油管道。除了引导阀、主配压阀和紧急停机电磁配压阀外，其他部件都不用液压油；因而简化了开度限制机构、简化了杠杆、滤油器及柜内的结构。

1.2.2.4　机械液压系统

机械液压部分由压油装置和控制阀装置两大部分组成。压油装置提供操作用的压力油，并对操作油进行冷却、加热（当油温低于 18℃时）和过滤。控制阀装置的关键部件是电液伺服阀和控制阀。电液伺服阀将调节器输出的电信号放大成比例的液压控制信号，再由液压信号去引导主控制阀动作，控制调节导叶和桨叶接力器开启或关闭方向的进出油，使导叶和桨叶的位置改变。

1.2.3　水电机组的有功功率调节系统

水电厂的有功功率调节系统由有功功率给定和有功功率调节两部分组成。有功功率调节部分又可分为调节器和液压控制两个环节，其结构示意图如图 9.2-7 所示。

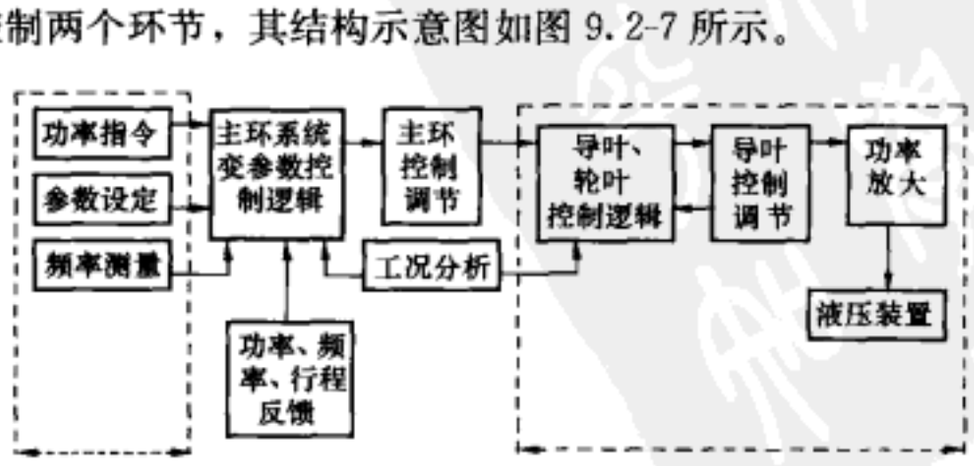


图 9.2-7　水电机组功率调节示意图

由图 9.2-7 可见，有功功率指令经过主环调节器的逻辑

判断及 PID 环节，由电位信号转变为机械位移信号，并通过导叶控制调节系统，将机械位移信号作用于导水叶，由液压随动系统通过控制导叶开度达到调节机组功率的要求。在整个控制环节中，功率、频率及行程信号也反馈到主环系统，形成小闭环控制结构。

1.2.3.1 有功功率给定

有功功率给定可以通过远方调度控制中心设置定值、负荷曲线，或由当地监控系统实时设定等形式实现。有功功率给定值可以以全厂总功率或机组单机功率两种方式设定。

当采用全厂总功率方式时，电厂计算机监控系统的上位机根据各机组的运行工况（如避开机组运行的振动区，功率上下限等），将全厂功率指令合理、经济地在机组间进行功率再分配，并能采取适当措施提高全厂有功功率的调节精度。

采用机组单机功率方式时，机组有功功率目标直接由调度中心给定，电厂负责开停机操作，以满足快速调节的要求。

1.2.3.2 有功功率调节

有功功率调节由当地控制单元级（LCU）即机组控制器实现。一般包括功率调节器和液压控制装置两个环节。

1.3 水电机组的有功功率调节方式

1.3.1 电网对水电机组的有功功率调节要求

水电机组具有开停机方便、功率调节速率快等特点，因此在电力系统中具有调频、调峰和事故备用的功能。

水电机组承担调峰任务时，通常在用电高峰来临前，先将部分水电机组提前启动并网发电或调相运行，在用电高峰到来后，不断增加机组有功功率，或将调相机组转为发电，相应增加功率，以满足电网负荷上升的要求。高峰时段结束时，则不断减少水电机组的有功功率直至解列停机或转为调相运行。在负荷平稳区间，水电机组主要承担调频和事故备用的功能。在负荷的低谷时段，在水文没有满发或多发要求时，水电机组一般处于低功率、停机或转调相运行状态作为系统的旋转备用。

当电力系统发生事故，导致系统频率下降时，正在运行的水电机组必须立即增加功率，调相运行的机组立即转为发电方式，备用机组则紧急启动并网发电，以便尽快恢复系统频率至正常值。

1.3.2 水电机组的有功功率调节方式

水轮发电机组的有功功率调节可分为单机控制方式和全厂控制方式两种。目前水电厂控制大部分都采用全厂控制方式。

采用单机控制模式时，开停机由电厂操作，远方控制系统可以直接控制各台机组的有功功率。这种控制方式的优点在于机组可以快速响应电网的负荷变化，其缺点则是这种模式没有充分考虑机组之间的功率优化分配，常会发生机组频繁调节的现象。

采用全厂控制模式时，远方控制中心发出电厂总有功功率控制目标值，电厂监控系统接收后，根据机组的运行工况，将全厂控制目标值合理分配到各机组上。这种模式的优点在于电厂监控系统可以根据机组当前的运行情况，合理地避开机组运行振动区，在机组间优化分配功率，避免机组频繁调节。但是全厂控制模式需采取适当的措施提高电厂的有功功率响应速度和调节精度。例如，当某台机组因故不能及时响应监控系统给定功率时，有功功率调节系统能将有功功率差值及时转移到调节性能好的机组上，以满足系统对有功功率调节的要求。有功功率的调节环节应考虑增加积分环节，并选择合适的积分因子，改善功率调节品质。水电厂有功功率控制的最终目标是在保证机组安全可靠运行的前提下，以最小的耗水量发出最大的电能。由于水电厂中每台机组的容量、运行特性等因素，使得在同一水情条件下，以同样的功率发电时所消耗的水量有所不同。因此需要综合考虑水情、机组容量、机组不可运行区、机组耗量特性以及运行工况等多方面因素，对水电厂进行有功功率控制，以达到经济运行的目的。

当控制中心根据系统负荷情况，给出功率控制目标值后，水电厂各机组之间的有功功率一般可按为以下几种原则进行分配。

1.3.2.1 按机组容量成正比原则

这是一种较为简单的功率分配原则，当水轮机组的某些特性曲线不能获取或者特性曲线参数不精确时，一般采用这种方式较为合理。分配到每台水轮机组的有功功率按当前水头下每台机组容量占全厂机组容量的比例多少进行分配，如第 i 台机组分配的功率 P_i 用公式表示如下

$$P_i = P_d \times \frac{P_{imax}}{\sum_{i=1}^{n} P_{imax}} \tag{9.2-1}$$

式中：n 为参加功率分配的机组数；P_{imax} 为参加功率分配的第 i 台机组在当前水头下的最大功率；P_d 为水电厂功率控制目标值。

1.3.2.2 按等微增率原则

水轮发电机组在单位时间内消耗的水量与输出有功功率的关系，称为水轮发电机组的水耗量特性。图 9.2-8（a）为水轮发电机组的耗量特性曲线，其纵座标为单位时间内消耗的水量 W，横坐标为输出的有功功率 P。当水轮发电机组的出力增加时，其消耗的水量也相应增加，水轮发电机组的水耗量特性是一条凹形向上的曲线。在耗量特性曲线某一点 O，其纵坐标 W 与横坐标 P 之间的比值，即单位时间内输入的水量与功率之比，称为比耗量 μ，亦即 $\mu=\frac{W_i}{P_i}$。

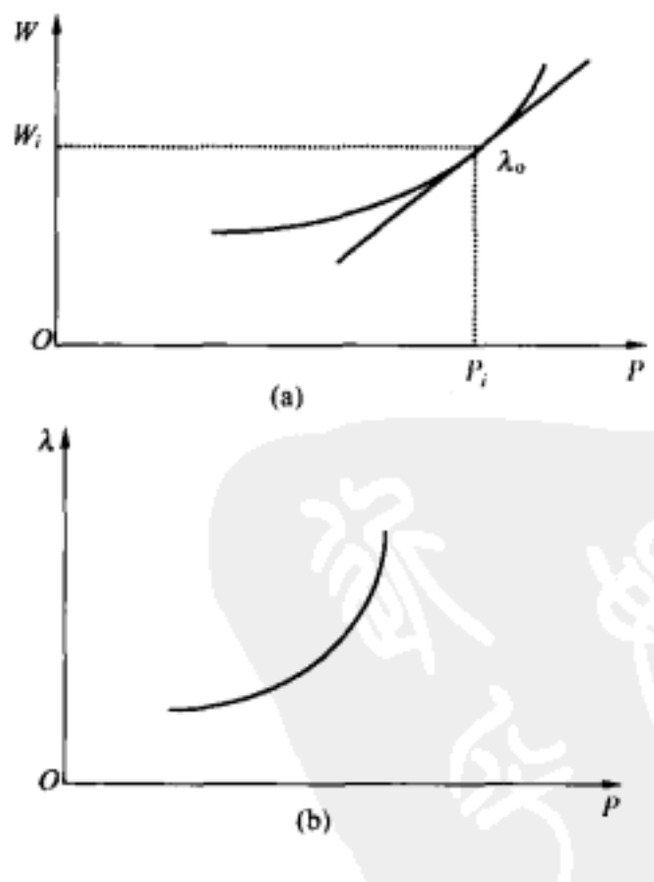


图 9.2-8 水轮发电机组水耗量特性曲线和微增率曲线
（a）耗量特性曲线；（b）微增率曲线

耗量特性曲线上某一点如 O 的切线的斜率，即单位时间内输入的水量微增与功率微增之比，称为耗量微增率 λ

$$\lambda=\frac{\partial W}{\partial P} \tag{9.2-2}$$

由于水轮发电机组的水耗量特性是一条凹形向上的曲

线。因此各点的斜率也是一条递增的曲线，如图 9.2-8（b）所示。

水电厂的有功功率合理分配的目标函数是在满足一定约束条件的前提下，输出一定有功功率使水电厂的总耗水量最小。因此，等微增率分配的目标函数如下

$$W=\sum_{i=1}^{n}W_i(P_{gi}) \tag{9.2-3}$$

式中：$W_i(P_{gi})$为第 i 台机组发出有功功率 P_{gi} 时单位时间内所消耗的水量。

约束条件是使机组实际有功功率与给定目标功率保持平衡。即

$$\sum_{i=1}^{n}P_{gi}-P_d=0 \tag{9.2-4}$$

式中：P_{gi} 为第 i 台机组实际所发的有功功率；P_d 为水电厂给定的目标功率。

不等式约束条件

$$P_{gimin}\leqslant P_{gi}\leqslant P_{gimax} \tag{9.2-5}$$

式中：P_{gimin} 和 P_{gimax} 分别为发电机组的最小和最大有功功率。

可得等微增率公式

$$\frac{\partial W_i}{\partial P_{gi}}=\lambda \quad (i=1,\ 2,\ \cdots,\ n) \tag{9.2-6}$$

$$\sum_{i=1}^{n}P_{gi}-P_d=0 \tag{9.2-7}$$

亦即当各台发电机组承担的有功功率 P_{gi} 的耗量微增率 λ_i 相等时，水电厂总的耗水量最小。这也是最为经济的功率分配原则。

1.3.2.3　按多目标规划原则

多目标规划原则是水电厂内机组的功率分配，按照顺序依次满足下列目标：①以节省水资源多发有功功率的目标；②以机组功率的分配值与控制目标值尽可能接近为目标；③以避开机组频繁穿越振动区为目标；④以相邻两次功率调节所造成的机组功率波动最小为目标。

多目标规划原则因为既考虑了水轮机组的微增率特性，又综合考虑水轮机组的各种运行工况，避开了机组振动区，因而得到了广泛的应用。

1.4　梯级水电厂的有功功率控制方式

梯级水电厂之间不仅存在着电的联系，而且存在着水的联系，所以约束条件较多，它不仅有电网负荷平衡、避开机组振动区、机组功率限制等电力方面的约束，又有防洪、灌溉、航运、渔业养殖、生活用水和工业用水等综合利用方面的要求，因而数学模型较复杂。

在电力系统预先给定梯级水电厂需发的日负荷计划或即时需发功率时，梯级水电厂功率优化准则是在遵守各项限制约束条件的前提下，使梯级水电厂各级水库的总耗水量最小，或各级水库在计算期末总蓄水量最大。基于此优化准则的数学模型，求解算法一般有关联预估与微增率逐次逼近相结合法、座标轮换法以及基于等微增率原则的可行搜索迭代法等。这些算法理论上严谨，经济性也好，但计算时间长，在实时性上存在不足。此外，由于梯级水电厂上网电价存在差异，且峰平谷各时段上网价亦不同，单纯追求总发电量最大并不能完全表示梯级水电厂总的经济效益最优。通常在梯级水电厂实用的优化运行原则基础上，综合考虑避免机组频繁启停、梯级水电厂间联合避开振动区等因素。

梯级水电厂实现联合控制调度，不仅可以保证各厂机组在设计水头范围内稳定运行，避免各厂分开调度时机组经常处于低效率区运行，大幅度减少机组的磨损程度和其他损坏因素，而且可以厂间联合躲避振动区，从而显著地提高了整个流域电厂的出力运行范围，也为竞价上网创造了必要条件。

在满足电网调度对流域总功率要求的情况下，优化分配流域电厂的功率，即优化调度梯级各电厂的水头和水量，实现经济发电、降低水耗、维持水能和电能生产的相对动态平衡，实现用有限的水量发更多的电。

1.4.1　厂内功率自动控制

厂内功率自动控制是指在满足机组运行的约束条件下，以迅速、经济的方式自动调节水电厂的有功功率，满足电网的要求。

机组功率调节方式有手动、开环和闭环三种。每台机组可以单独设置调节方式，以方便值班人员根据运行方式的各种要求将某台机组设为带固定负荷方式运行，而其他机组按自动发电控制方式运行。功率调节权可设置为电网调度中心、梯级调度和当地调节三种模式。调节权决定了厂内给定功率值的来源。

根据电厂综合自动化水平和设备性能可以实现机组手动、半自动和自动开停机等控制方式。每台机组可单独设置控制方式，这样就可将带“病”或检修机组置为手动方式而不影响其他机组的运行。只有具有控制权的控制中心才能实现自动开停机。手动开停机则遵循当地优先原则，即不论控制权在何级控制中心，电厂当地均可手动开停机。

1.4.2　厂间功率自动控制

厂间功率自动控制是在遵守各项限制条件的前提下，以梯级水电厂各级水库计算期末总蓄能（效益）最大为原则，实时优化分配各厂间功率。同时，各电厂必须实现厂内功率自动调节功能。一种实用的厂间功率调节的目标函数如下

$$\max\sum_{t=1}^{T}\sum_{i=1}^{n}(Z_{ui,t}-Z_{dn,t})(Q_{ini,t}-Q_{i,t}) \tag{9.2-8}$$

式中：n 为梯级水电厂个数；T 为计算时段数目；$Z_{ui,t}$ 为第 i 级电厂 t 时段上游水位；$Z_{dn,t}$ 为 n 级电厂 t 时段下游水位；$Q_{inj,t}$ 为第 i 级电厂 t 时段入库流量；$Q_{i,t}$ 为第 i 级电厂 t 时段综合利用流量。

约束条件有电网负荷平衡、水量平衡、水库库容（水位）约束、电厂功率约束和综合利用流量等。

当然，根据上述模型计算得到的仅是理论上的最优解，实际应用还要考虑各梯级电厂的电价差异、给定功率的较小变动可能导致机组的频繁启停、厂间联合躲开振动区等不利因素。

通常，梯级水电厂间功率自动控制仅考虑厂间功率最优分配，而不考虑机组开停机问题。机组开停机功能一般由厂内功率调节完成。机组间的功率分配与机组起停模式密不可分，因此梯级水电厂厂间自动功率控制一般不考虑机组开停机，否则将导致机组的频繁起停。

1.5　抽水蓄能电厂自动发电控制系统

抽水蓄能电站的功率管理模式一般分功率设定和频率调节两种。

在功率设定模式下，值班人员可以选择日负荷曲线或指定功率设定值这两种方法。当选择了日负荷曲线时，电站计算机按照日负荷曲线的给定值计算和分配机组的功率。为了避免机组频繁地起停，在负荷曲线的负荷值需要起停机组时，联合控制系统将检查以后两个 15min 的负荷值是否有相同的要求后才发出机组的起停命令。当选择了指定功率设定

值时，电站计算机将立即响应设定的功率值，在操作未解除或修改该指定值之前，电站将维持该指定值不变。

抽水蓄能电站的机组运行工况复杂，一般包括停机工况、发电工况、水泵工况、发电调相工况和水泵调相工况等。功率设定模式在发电和抽水工况下均有效。按约定正的设定值为发出有功功率（发电工况），负的设定值为消耗有功功率（水泵工况）。

频率调节为自动发电控制模式，只在发电工况下有效。在频率调节模式下，联合控制系统以最快的速度响应电网功率调节的要求，维持电网的频率在额定值。为了避免由于通信信道干扰而引起机组的频繁地起停，当频率调节功率命令要求起停机组时，联合控制系统将检查此后两个时段的控制命令是否相同，再按照要求执行，亦即延迟两个周期执行起停机命令。

联合控制系统根据电站总的功率设定值和水库水位情况，计算并分配各机组功率，决定机组的起停，并按如下公式计算分配设定值：

（1）发电工况

$$P_j = P_g - \sum P_i$$

式中：P_j 为联合控制系统总有功功率设定值；P_g 为电站总有功功率设定值；P_i 为运行在独立模式机组的有功功率设定值。

（2）水泵工况

$$N_j = P_p / X - \sum N_i$$

式中：N_j 为联合控制系统要求水泵运行台数；P_p 为电站总有功设定值；X 为一台水泵的耗电量；N_i 为运行在独立模式下的水泵数。

在发电工况下，受水泵水轮机特性的限制，有些机组不允许长时间在 50%额定功率以下运行，因此功率调节范围受到一定的限制。

在水泵工况下，机组只能运行在满负荷状态，机组消耗的电量随水库水头的变化而变化。联合控制系统根据总的功率设定值和预置的一台机组的耗电量计算所需的水泵运行台数，并确保水泵实际耗电量不大于设定值。

抽水蓄能电站有时还需要考虑一定的发电裕度。这实际上是指电站有一定的旋转备用容量，发电裕度与电站总的功率设定值之和可以决定开机台数。只有电站运行在发电工况时，电站的发电裕度才有效。

由于受发电机组最小发电容量的限制，抽水蓄能电站控制系统还应对远方所设定的电站发电裕度进行检查，以确保分配到每台运行机组的发电裕度不应过大而使机组运行在不允许长时间运行的低功率区。

为确保安全运行，抽水蓄能电站的功率控制还应考虑一些限制因素，主要包括：

1.5.1 电站运行限制或降级模式

当电站运行条件受到水位、电网频率的限制时，电站的优化软件自动退出，联合控制系统软件自动转入电站运行限制或降级模式。

1.5.2 水位的限制

电站所有运行的机组受到下列水位条件的限制：

（1）上水库水位高或下水库水位低，则所有运行在水泵工况的机组顺序停机。

（2）上水库水位低或下水库水位高，则所有运行在发电工况的机组顺序停机。

1.5.3 电网频率的限制

抽水蓄能电站所有运行的机组都受电网频率的限制，当电网频率持续高于 51Hz（0～60s）时，则所有在发电工况运行的机组依次停机；当电网频率持续低于 48.5Hz（0～60s）时，则所有在水泵工况的机组依次停机。为了防止由于停机而引起的电网频率波动，机组之间的停机时间间隔是可设置的。

当水轮发电机组的运行受到水位和频率的限制时，不论机组运行在何种模式下，联合控制系统将根据机组的优先级和运行小时数等自动发出停机命令。

当电网频率超出以下频率时，联合控制系统将自动转入降级模式。即电网频率持续高于 51.5Hz（0～60s），原先运行在水泵调相工况的机组自动转入水泵工况。若没有水泵调相工况运行的机组，则原停机的机组自动转入水泵工况运行。电网频率持续低于 48Hz（0～60s），原先运行在水泵调相工况的机组自动转入发电工况运行。若没有水泵调相工况运行的机组，则原来停机的机组自动转入发电工况运行。当电站处在降级模式时，联合控制系统只对联合控制的机组发出工况转换和启动机组的命令。

当电网频率恢复正常时，值班人员必须对联合控制系统进行复置，使得联合控制系统退出降级运行模式，投入正常的运行。

2 火电厂自动发电控制

2.1 概述

火电机组的自动发电控制（AGC）是指火电机组接受电网调度的控制指令，按预定的条件和要求，安全、快速、经济地调整发电机组的有功功率，维持发电有功功率和电力负荷之间的平衡，保证电力系统频率的质量。

随着社会经济的发展，电网负荷的峰谷差有所增加，变化速率不断提高，为了保持发电功率与用电负荷的平衡，电力系统要求发电机组具有较快的功率响应能力。对电网调度发出的自动发电控制指令，火电机组的响应能力在很大程度上取决于机组原动机的类型。以原动机类型粗分，火电机组可分为蒸汽轮机发电机组和燃气轮机发电机组。

按目前电网的装机现状以及国家能源政策对电网装机的规划，燃煤蒸汽轮机发电机组在火电装机容量中占据绝大多数份额的状况近期将不会有根本性的改变，燃煤蒸汽轮机发电机组简称燃煤发电机组或燃煤机组。由于绝大多数燃煤机组是按带基本负荷设计的，受燃煤机组固有特性的限制，机组有功功率的调节响应能力与用电负荷变化相比存在很大差距。因此，要使火电机组满足电网的自动发电控制（AGC）要求，需要在火电机组的 AGC 规划、AGC 技术的推广应用、提高燃煤机组负荷响应能力等方面做深入、细致的工作。

2.2 燃煤发电机组有功功率的调节能力



图 9.2-9 燃煤机组的能量转换特性

一台由协调控制系统控制的汽轮发电机组，其锅炉侧的燃料、风和给水（直流锅炉）调节系统可以认为是锅炉指令的随动系统，锅炉的作用是把煤的化学能转换成蒸汽的热能，锅炉输入燃煤、风量和水，通过燃烧和传热，输出高温高压蒸汽（称蒸汽热负荷）。如图 9.2-9 是整个发电过程的燃料和能量转换动态特性，其中锅炉完成从燃料输入到高温

高压蒸汽输出的过程。

如图 9.2-9 中，把燃煤和其配风合称为燃烧率，其锅炉指令的响应特性为 $W_1(s)$；燃料发出的热量称为炉内热负荷，其对燃烧率的响应特性为 $W_2(s)$；蒸汽热负荷对炉内热负荷的响应特性为 $W_3(s)$。锅炉侧的负荷调节性能可以简化成锅炉输出的蒸汽热量对锅炉指令的响应特性 $W_{bq}(s)$，且有如下关系

$$W_{bq}(s)=W_1(s)W_2(s)W_3(s) \tag{9.2-9}$$

汽轮机侧与功率有关的调节量主要是汽轮机的调节汽门，调节汽门快速跟随汽轮发电机功率指令变化，其变化引起的蒸汽流量和压力变化可认为是一个时间常数较小的惯性环节，其中主蒸汽压力对汽轮机指令的响应特性为 $W_{tp}(s)$。

主蒸汽压力在负荷控制中是一个主要参数，它是汽轮机与锅炉能量平衡的标志。主蒸汽压力不变表示汽轮机与锅炉能量平衡，主蒸汽压力下降表示汽轮机（发电）的能量需求大于锅炉的发热量，主蒸汽压力上升表示汽轮机发电的能量需求小于锅炉的发热量。因此，主蒸汽压力是反映机组安全和稳定运行的主要参数。如果主蒸汽压力发生大幅度地频繁变化，主蒸汽温度、汽包锅炉的汽包水位、直流锅炉的分离器温度等机组主要参数也会相应地发生变化，使煤、风、水等调节系统大幅度波动，从而引起机组运行不稳定，甚至影响机组的安全运行。

燃煤机组的功率变化性能主要取决于负荷对汽轮机调节汽门和锅炉燃烧率的响应特性，同时考虑主蒸汽压力变化。通过试验、分析，求出机组功率对汽轮机调节汽门和锅炉燃烧率的响应特性，可以获知机组功率的调节能力。用于实施机组功率调节的协调控制系统的对象特性可简化为如图 9.2-10。

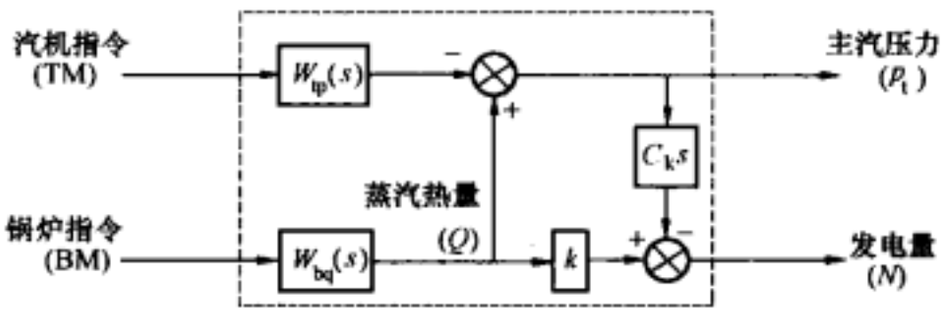


图 9.2-10　主蒸汽压力和发电功率对锅炉指令和汽轮机指令的响应特性

2.2.1　机组功率对汽轮机调节汽门的响应特性

机组功率对汽轮机调节汽门的响应特性是指在保持锅炉热负荷不变的条件下，改变汽轮机调节汽门开度后，所得到的机组功率变化的过程特性。在这个变化过程中，由于锅炉侧影响机组功率变化的燃烧率（燃料量和风量）以及其他（如直流锅炉的给水量）因素均未改变，因此，可认为响应特性反映的是汽轮机调节汽门开度变化后的锅炉蓄热的变化特性。

锅炉蓄热能力可以通过汽轮机调节汽门的阶跃扰动试验测得。试验时，保持锅炉燃烧率（燃料量和风量）不变，阶跃（快速）改变汽轮机调节汽门开度，记录电功率和主蒸汽压力的变化。图 9.2-11 为汽轮机调节汽门阶跃下机组功率和主蒸汽压力变化曲线。如图 9.2-11 所示，当汽轮机调节汽门开大时，主蒸汽流量增加，主蒸汽压力下降，机组释放出蓄热，电功率快速增加到最高值。但由于锅炉热负荷未改变，随着时间推移，主蒸汽流量逐渐回复，主蒸汽压力下降后逐渐稳定，蒸汽的比焓下降，电功率又慢慢减小，当主蒸汽压力稳定在最低点时，电功率回到原值。同理，当汽轮机调节汽门关小时，主蒸汽流量减小，功率快速减小，主蒸汽压力上升，机组聚集蓄热，功率减到最低值然后又慢慢增

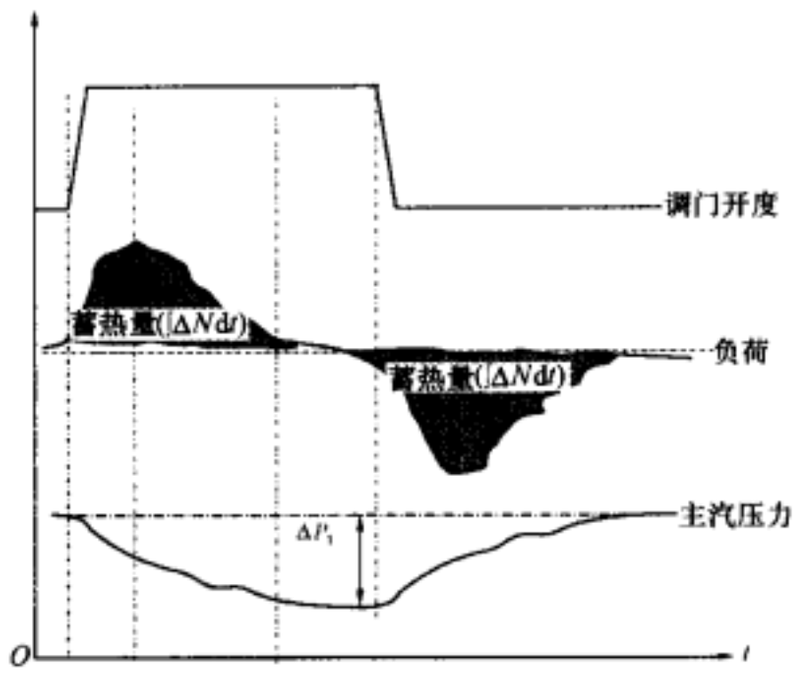


图 9.2-11　机组蓄热试验曲线

加，当压力上升并逐渐稳定在最高值时，机组功率回到原值。

上述试验表明，当调节汽门变化时，即使燃烧率不变，锅炉的蓄热也能使功率快速变化，并保持一段时间。这种锅炉热负荷保持不变条件下的机组功率和主蒸汽压力的关系可用式（9.2-10）或式（9.2-11）表达。当锅炉热负荷变化时，机组功率与锅炉热负荷和主蒸汽压力的关系则可用式(9.2-12）或式（9.2-13）表示。

$$\Delta N=-C_k\frac{\mathrm{d}p_t}{\mathrm{d}t} \tag{9.2-10}$$

$$\int \Delta N\mathrm{d}t=-C_k\Delta p_t \tag{9.2-11}$$

$$N(s)=kQ(s)-C_kSp_t(s)-B(s) \tag{9.2-12}$$

$$N=kQ-C_k\frac{\mathrm{d}p_t}{\mathrm{d}t}-B \tag{9.2-13}$$

式（9.2-10）～式（9.2-13）中：N 为电功率；Q 为锅炉的热负荷；p_t 为主蒸汽压力；C_k 为锅炉的蓄热系数；B 为汽轮机抽汽等放出的热量；k 为与机组效率有关的系数。

锅炉的蓄热能力可以用蓄热系数 C_k 表示。如图 9.2-11 所示，C_k 的数值可通过试验，测出蓄热量 $\int \Delta N\mathrm{d}t$ 和主蒸汽压力的变化量 Δp_t 后用式（9.2-11）计算得到。锅炉的蓄热能力主要取决于炉型，取决于汽包或联箱的容量和锅炉的受热面大小。此外，锅炉的蓄热能力还与主蒸汽压力有关，主蒸汽压力高蓄热能力强，主蒸汽压力低则蓄热能力弱。在汽包锅炉的实际控制应用中，锅炉蓄热常用汽包压力的变化信号来表示。

2.2.2　机组功率对锅炉指令的响应特性

机组功率对锅炉指令的响应特性是指在保持汽轮发电机组运行状况不变的条件下，改变锅炉负荷指令度后，所得到的机组功率变化的过程特性。

由于汽轮发电机组将蒸汽热量转化为电功率是一个非常快的过程，因此，机组负荷对锅炉指令的响应特性主要取决于 $W_{bq}(s)$。它是一个延迟比较大的高阶惯性环节，如式(9.2-9)所示，它的特性取决于制粉系统以及锅炉的类型。

机组功率对锅炉燃烧率的响应特性可以通过锅炉指令（燃烧率）阶跃扰动试验来测得。试验可用两种方法进行：①将汽轮机主蒸汽压力控制置于手动状态，且保持调节汽门开度不变；②将汽轮机主蒸汽压力控制投入自动，保持主蒸汽压力不变。试验时锅炉的各个控制子系统全部投入自动，阶跃（快速）改变锅炉负荷指令，记录机组功率和主蒸汽压力的变化。图 9.2-12 为汽轮机调节汽门保持不变时机组功率和主蒸汽压力对锅炉指令的响应特性。图 9.2-13 为汽轮机调节汽门调节主蒸汽压力时机组功率对锅炉指令的响应特

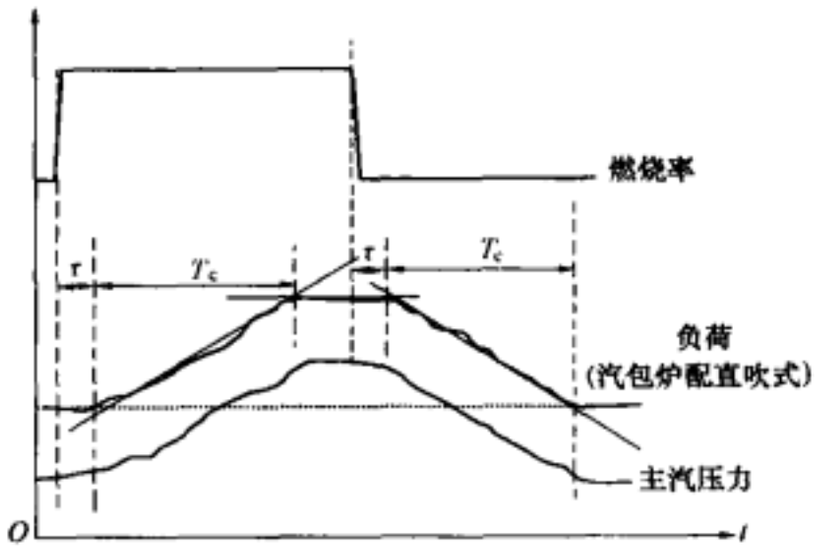


图 9.2-12 调门开度不变时，燃烧率阶跃扰动试验曲线

性。图 9.2-12 和图 9.2-13 的纯延迟 τ 指燃烧率阶跃变化至功率开始变化的时间，惯性延迟 T_c 指功率开始变化到最终达到稳定的时间。

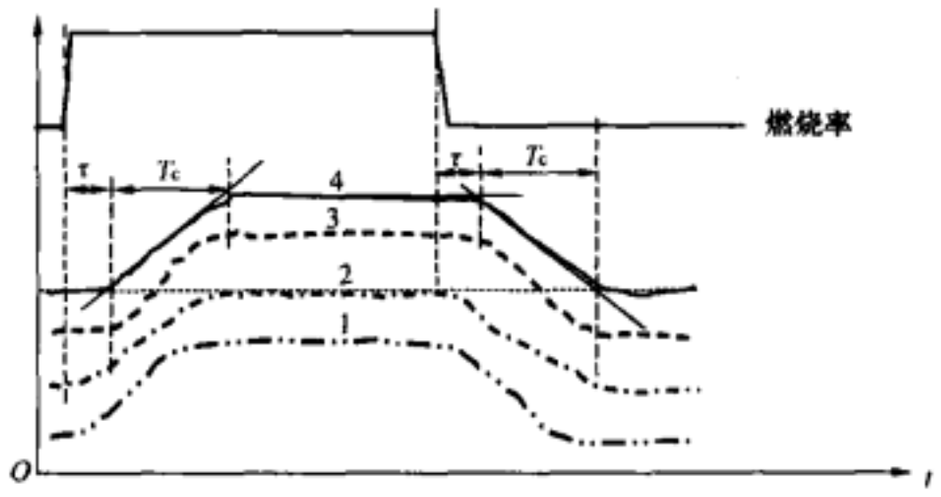


图 9.2-13 调门调节主汽压力时，燃烧率阶跃扰动试验曲线

1—负荷（直流炉配中储式制粉系统）；2—负荷（汽包炉配中储式制粉系统）；3—负荷（汽包炉配直吹式制粉系统）；4—负荷（直流炉配直吹式制粉系统）

对于直吹式制粉系统，锅炉指令阶跃变化后，机组负荷要经过一段时间的纯延迟 τ 后才开始变化，如图 9.2-13 的曲线 3 和曲线 4 所示；对于中间储仓式制粉系统，机组负荷没有明显的纯延迟或纯延迟时间很少，如图 9.2-13 的曲线 1 和曲线 2 所示。这一特性主要由制粉系统的性能决定。

如图 9.2-12 和图 9.2-13 所示，机组负荷要经过一段较长时间的惯性延迟（T_c）才逐渐变化到最终稳态值。比较图 9.2-13 的曲线 1 和曲线 2 以及曲线 3 和曲线 4 可以看出，直流锅炉的惯性延迟时间要比汽包锅炉小，这是由于两种锅炉的 $W_3(s)$不同所致。

在第一种试验中，由锅炉负荷指令变化引起的锅炉热负荷变化一部分变成机组电功率变化，另一部分转化为锅炉蓄热的变化，即图 9.2-11 中所示的主蒸汽压力的变化。在第二种试验中，由于汽轮机调节汽门及时调节主蒸汽压力的作用，使锅炉的蓄热基本维持不变，所以由锅炉负荷指令变化引起的锅炉热负荷变化全部转换成机组电功率的变化。比较两者，可见第二种情况的机组电功率变化较第一种快，惯性延迟时间较第一种小。这一试验结果与式（9.2-12）和式（9.2-13）是一致的。

从这些试验中可以发现，机组功率对锅炉负荷指令的变化反应是比较缓慢的。根据调节系统原理分析，一个好的对象特性要求纯延迟 τ 小（最好没有），惯性延迟 T_c 要小，而且 τ/T_c 也要小。按此标准，可以对各类机组按功率调节性能优劣作以下排序（即延迟愈小，机组功率调节性能愈优）：

（1）直流锅炉配中间储仓式制粉系统。

（2）汽包锅炉配中间储仓式制粉系统。

（3）汽包锅炉配直吹式制粉系统。

（4）直流锅炉配直吹式制粉系统。

2.2.3 机组功率调节能力

（1）机组功率的平均变化速度。从能量平衡的角度分析，机组功率的变化量取决于燃料量的变化。机组功率响应的最快平均速度取决于功率对燃烧率的响应特性，由图 9.2-13 可知，上述第二种试验的负荷变化过程已接近负荷变化的最快速度。当功率变化幅度较大时，平均负荷变化速度较大，反之较小。

（2）机组功率响应的延迟。由图 9.2-12 和图 9.2-13 可知，仅靠改变燃料量来调节机组功率，功率响应的延迟比较大。根据前面的分析，调节汽门开度变化时，锅炉的蓄热可使功率快速变化，合理利用锅炉蓄热能够消除或减小功率响应的纯延迟，使燃煤机组具备一定的快速功率响应能力。但锅炉蓄热产生的功率变化只能维持较短的时间，而且变化的幅度和速度受到主蒸汽压力变化幅度和速度的限制。

（3）机组对功率变化率的限制。机组最大允许的功率变化率一般为每分钟 3%的额定功率，在机组功率较低时允许的功率变化率还要小。

对于汽包锅炉，在正常的机组功率调节范围内，约束功率变化率的主要因数是汽包的热应力。一般汽包的温度变化速度不能超过 2℃/min。由于汽包内工质处于饱和状态，汽包的温度随汽包压力同步变化。根据计算，当汽包压力为 17.8MPa 时，汽压允许变化 0.425 MPa/min；当汽包压力 12.2MPa 时，汽压允许变化 0.32 MPa/min。这是汽轮机调节汽门变化为什么不能太快的原因。

对于直流锅炉，约束功率变化率的主要因数是锅炉启动（汽水）分离器和联箱处的热应力。

（4）机组滑压运行方式时的功率调节能力。为减少节流损耗，许多大型燃煤机组在部分功率段采用滑压运行方式。如，在 30%～70%额定功率时，采用滑压运行；在 70%以上额定功率或在 30%以下额定功率时，采用定压运行。机组在滑压运行方式时，多数调节汽门保持在开足的工况，仅留 1～2 个调节汽门处于调节状态。

在滑压运行方式下，主蒸汽压力随机组功率的降低而降低、随机组功率的升高而升高，调节汽门与机组功率的变化方向正好相反。如加功率时要求调节汽门开，但滑压运行要求提高主蒸汽压力，反而使调节汽门关。所以滑压运行方式下，功率响应慢，有时甚至会出现机组功率变化的方向与机组功率指令相反的现象。由此可见，机组滑压运行减少了调节汽门的节流损耗，对提高机组效率有利，但从机组功率响应能力的角度看，由于无法充分利用机组蓄热，机组的功率响应速度不如定压运行工况。

2.3 燃煤发电机组协调控制系统

2.3.1 概况

从上节所述的锅炉、汽轮发电机组的功率响应特性看，二者在响应速率上差异很大。因此燃煤机组自动控制系统在调节控制机组功率时需要周密协调锅炉、汽轮机二者的负荷响应及运行参数，因此燃煤发电机组自动控制系统常被称为协调控制系统。

燃煤机组的自动发电控制（AGC）是机组协调控制系统的一个组成部分。AGC 装置的型式通常是随机组协调控制系统而定。部分容量较小的老机组，其机组控制系统原设计并未考虑 AGC 功能，在进行 AGC 改造时，为节约投资，常采用在机组控制系统上加装调功装置的方法。

2.3.2 分散控制系统（DCS）

分散控制系统（DCS）具有信号共享、危险分散、系统

组态便利等优点，在燃煤机组协调控制中得到广泛应用，不仅锅炉和汽轮机等机组热力过程全部由 DCS 控制，部分新建和改造机组甚至将电气控制也纳入 DCS 范围，使火电厂集中控制的水平也越来越高。目前新建的大型燃煤机组，由于性能较好，基础自动化程度较高，一般都采用 DCS 控制，因此具备较好的调峰性能。其他早期投产的大型机组，有的已经完成了 DCS 改造，有些正在或将要进行 DCS 改造，并且有相当部分机组的 DCS 改造是与锅炉汽轮机的改造同步进行。这些经过技术改造的机组，其经济性能、调峰能力和自动化水平均有较大的提高。

DCS 主要由过程控制单元和人机接口设备两大部分组成，通过冗余的网络连成一体，实现 DCS 的数据共享。过程控制单元主要由冗余的控制器、冗余的电源和输入/输出模件组成，这些部件按过程控制的需要配置组装在机柜内，用于完成数据采集、逻辑控制和过程调节等功能。人机接口设备一般采用通用的小型机、工作站或 PC 机，一台大型燃煤发电机组通常配置 4～6 套人机接口。人机接口设备主要用于完成机组工况的显示和操作以及制表、打印等功能。

燃煤发电厂分散控制系统主要包括模拟调节系统（MCS）、炉膛安全保护系统（FSSS）、顺序控制系统（SCS）、电气控制系统（ECS）、数字式电液控制系统（DEH）、数据采集系统（DAS）等功能。这些功能都由控制软件完成，DCS 控制软件大量采用模块化、图形化设计，控制系统的功能设计、修改和调试方便直观。人机接口主要有以动态模拟图为基础的显示操作、实时和历史趋势显示、报警、操作记录、定期记录、事故追忆记录、事故顺序（SOE）记录、报警记录等。

2.3.3　燃煤发电机组的调功装置

电力系统早期开展 AGC 时，曾经广泛使用调功装置，这些装置为电网 AGC 的实施创造了条件。目前水电厂和一些早期投产的火电厂仍在使用。调功装置是一种以微型计算机为基础的多功能综合控制装置，主要用来完成水电厂、火电厂发电机组有功功率的成组或单机自动调节，机组的功率指令可以由当地设置，亦可由远方控制中心（如区域、省或地区中心调度所）控制。

调功装置在设计上能接受电压互感器（TV）、电流互感器（TA）的交流输入信号、一般的 4～20mA（或 1～5V）模拟量输入信号、开关量输入信号，其输出用于驱动各种对象（调速器）的控制信号。各种控制功能由软件实现，具有参数自校正 PID 控制算法，使调节过程平稳，且当对象特征发生变化时，能自动监视调节品质，选择最佳参数以达最佳调节性能。调功装置除具备自动功率调节功能外，尚有如下多种辅助功能：

（1）可与上位机通信，完成 CRT 的显示操作，具备全厂负荷经济计算分配、事故追忆记录及报警等软件。

（2）系统或发电机频率、电压的采样。

（3）机组开机并网前自动频率跟踪，加快准同期并网速度。

（4）机组有功功率自动调节上、下限和负荷速度限制。

（5）机组启动后按负荷上升曲线自动升负荷至给定值。

（6）机组停机时按负荷下降曲线自动减负荷至空载。

（7）机组停机时功率到零发出允许停机的逻辑条件信息。

（8）故障时保护立即动作，自动切断执行出口。

2.4　燃煤发电机组的主要调节系统

对于单元制的燃煤发电机组而言，锅炉侧的燃烧调节系统和给水调节系统是机组协调控制的基础，是直接接受机组协调控制指令的锅炉侧子系统，与机组汽轮机侧的控制子系统协调配合，共同完成机组的功率控制和维持机组主蒸汽压力的稳定。

燃烧调节系统和给水调节系统调节品质的优劣，直接影响机组协调控制系统的调节性能、机组 AGC 控制能力和机组的安全稳定运行。

2.4.1　燃烧调节系统

2.4.1.1　燃烧调节系统的任务

燃烧调节系统的任务是接受协调控制系统发出的锅炉主控指令，调整锅炉的燃料量、送风量，使锅炉产生的燃烧热能与对锅炉的蒸汽负荷需求相适应，保证锅炉燃烧过程安全经济地进行。

当单元机组采用“机跟踪”的方式（即锅炉调负荷，汽轮机调汽压）时，锅炉主控对燃烧率的指令代表机组的功率要求；当单元机组采用“炉跟踪”的方式（即汽轮机调功率，锅炉调汽压）时，锅炉主控对燃烧率的指令用于维持主蒸汽压力的稳定。

2.4.1.2　燃烧过程调节的特点

燃煤机组的燃烧过程控制具有以下两个特点：

（1）对调节控制而言，锅炉的燃烧过程是一个复杂的调节对象，具有典型的多输入多输出的多变量相关的调节对象特性。锅炉的主要调节量有燃料量（如煤量、油量）、送风量、吸风量，主要被调量有负荷或汽压、氧量、炉膛负压，彼此间相互制约、相互影响。

（2）燃烧自动调节系统的控制方案与锅炉设备的类型、机组的运行方式、负荷调度方式等有密切的关系，设备或燃烧过程工艺条件不同，控制策略就有很大区别。例如中储式与直吹式制粉系统的燃烧调节系统就有很大的区别。

2.4.1.3　典型的燃烧调节系统

当锅炉的设备与工艺流程不同时，燃烧调节系统的最大的区别表现在燃料子回路上。

（1）直吹式制粉系统的燃烧调节控制。对于直吹式制粉系统，磨煤机及制粉设备与锅炉的燃烧过程紧密地联系在一起，制粉系统的控制成为燃烧过程自动调节的不可分割的一个组成部分。对配备直吹式制粉系统的锅炉进行燃烧调节时，改变燃料调节机构（给煤机转速），还需经过煤粉磨制的过程，才能使进入炉膛的煤粉量发生变化。显然，煤粉磨制过程使燃烧调节在适应负荷变化或消除燃料内扰方面都造成反映缓慢，易引起锅炉负荷的较大波动变化。

配直吹式制粉系统的锅炉燃烧调节控制系统通常由下列紧密相关的子回路组成：燃料主控回路、燃料子回路、二次风量子回路、炉膛负压子回路、磨煤机一次风量子回路和磨煤机出口风温子回路。

（2）中间储仓式制粉系统的燃烧调节控制。由于中间储仓式制粉系统与锅炉的燃烧过程在工艺流程上相对独立，可以认为制粉系统的运行与锅炉燃烧过程的调节无直接的关系，所以燃烧调节控制无需将磨煤机包含在内。

对于配备中间储仓式制粉系统的锅炉燃烧调节控制系统，主要由燃料主控回路和三个紧密相关的子回路，即燃料子回路、二次风量子回路、炉膛负压子回路等四部分组成。

对中间储仓式制粉系统，由于给粉机的转速信号不能准确代表煤粉量，在系统设计和调节信号选取时常用热量信号 Q 来替代燃料量。热量信号是指燃料进入炉膛燃烧后，单位时间内产生的热量，其表达式为：$Q = C_k \dfrac{\mathrm{d}P_b}{\mathrm{d}t} + D$。从形

式上看，该热量信号仅是蒸汽流量信号 D 和汽包压力 P_b 微分信号之和，从实践结果看，热量信号虽略有迟延但能较准确地反映锅炉燃烧率（燃料量）。

2.4.1.4 提高燃烧调节品质的常用策略

根据响应特性，锅炉燃烧系统，特别是配备直吹式制粉系统的锅炉燃烧系统，是具有长迟延、大惯性特点的调节对象。要提高燃烧调节品质，关键是提高调节的响应速度，实践中常采用以下两种策略：

（1）在燃烧调节系统中采用负荷指令作前馈，引入燃料和风量控制子回路，藉以实现燃料量、风量等信号对负荷变化指令的快速比例动作，这对于直吹式锅炉尤为重要。

（2）将微分后的煤量信号用做一次风量的前馈信号，使负荷需求变化时一次风量也快速变化。运行实践证明，受煤量微分前馈信号控制的一次风量对于消除直吹式中速磨的热惯性，加快负荷的响应较为有利。

2.4.2 给水调节系统

2.4.2.1 给水调节系统的任务

给水调节系统的主要任务是维持机组工质的平衡，保持给水量与锅炉的蒸发量（蒸汽流量）一致。由于汽水系统结构上的差异，直流锅炉和汽包锅炉对给水控制的要求和手段有很大的不同。汽包锅炉给水调节的任务是使锅炉的给水量适应锅炉的蒸发量，维持汽包水位在规定的范围内；而直流锅炉的给水调节的任务是使给水流量与燃烧率相适应，始终保证合适的煤水比，维持汽水温度。

2.4.2.2 汽包锅炉的给水调节系统

在汽包锅炉中，汽包是锅炉水汽的分离器，它将锅炉的受热面分成水、汽两个区域。省煤器和水冷壁等受热面属水区域；过热器、再热器等在汽包下游的受热部分是汽区域，在汽包内部汽水之间有明显的分界点。锅炉的蒸发量取决于水区域的吸热量，而不直接由给水流量决定，汽包水位的稳定表征给水流量和蒸汽流量之间的平衡，换言之，对汽包锅炉调节给水量只是为了平衡给水流量和蒸汽流量，因此汽包锅炉的给水控制系统可以独立于锅炉其他调节控制系统之外，可不直接接受锅炉主控的指令。

作为一个独立的子系统，汽包锅炉的水位调节与机组协调控制系统没有直接关系。汽包水位调节一般采用单冲量水位控制和三冲量水位控制两种方式。在机组启停或负荷较低时，由于蒸汽流量信号的准确性较差，常采用单冲量水位控制，当机组负荷大于一定值后，一般采用三冲量水位控制。

2.4.2.3 直流锅炉的给水调节系统

与汽包锅炉不同，直流锅炉中给水变成过热蒸汽是一次完成的。在正常情况下，锅炉的蒸发量（蒸汽流量）与给水量相同。在锅内压力不变的条件下，工质的温度和汽水分界点取决于炉内热负荷和给水量的配比。因此，为了保证蒸汽的温度，给水调节和燃烧率调节是密切相关的，给水量必须与燃料同步变化。在变负荷时，给水调节和燃烧率调节必须随锅炉主控指令同步动作。对于直流锅炉而言，整台锅炉就是一个多变量对象，而不能像汽包锅炉那样将给水调节和汽温调节独立分开。

保证合适的给水和燃烧率的比例（煤/水比）对直流锅炉至关重要。煤/水比是否合适，直接在过热蒸汽汽温上反映出来，因此常用过热蒸汽汽温的偏差来校正给水流量与燃烧率的比例。一般采用能较快反映煤/水比的汽水过渡区出口的微过热汽温（分离器出口蒸汽温度），通常将这一点温度称为“中间点温度”，用它作为直流锅炉给水调节的重要修正信号。

2.4.3 协调控制系统（CCS）

大型燃煤发电机组的功率控制一般由协调控制系统来完成。协调控制系统的任务是在保证机组安全的前提下，尽快响应调度的功率变化要求，并使机组经济和稳定地运行。其调节控制的主要目标一是使机组功率能快速响应电网的功率指令，二是保持主蒸汽压力在允许的范围之内。

协调控制系统主要通过锅炉燃烧率和汽轮机调节汽门来调节机组功率和主蒸汽压力。主蒸汽压力是机、炉之间能量平衡和机组安全、稳定的重要参数，所以在调节机组功率尽快响应电网指令的同时，保持主蒸汽压力稳定是协调控制系统的重要控制指标。

协调控制系统在广义上应协调机组所有的调节子系统，狭义上是指协调以锅炉指令和汽轮机指令为调节量，以电功率和主蒸汽压力为被调量组成的联合调节系统，它主要有以下几种运行方式。

2.4.3.1 “机跟炉”（TF）方式

“机跟炉”方式是指主蒸汽压力由汽轮机指令（调节汽门）调节，机组负荷由锅炉指令（燃烧率）调节的机组控制方式。在这种方式下，主蒸汽压力的调节品质比较好，但功率的响应延迟、波动变化较大，功率调节性能较差。这种方式有利于机组的稳定运行，但往往不能完全满足电网的功率控制要求。

2.4.3.2 “炉跟机”（BF）方式

“炉跟机”方式是指主蒸汽压力由锅炉指令（燃烧率）调节，机组功率由汽轮机指令（调节汽门）调节的机组控制方式。在这种方式下，机组负荷的调节品质比较好，但主蒸汽压力调节性能差，主蒸汽压力的波动大。这种方式对电网比较有利，但机组的稳定运行水平相对较差。

2.4.3.3 协调方式

在协调方式下，汽轮机指令和锅炉指令随功率指令协同变化，使机组有较好的功率响应性能，并且保证主蒸汽压力在允许的安全范围内，其负荷和主蒸汽压力调节品质介于“机跟炉”和“炉跟机”两种方式之间。

在正常情况下，大型燃煤发电机组常采用协调方式控制，单纯的“机跟炉”和“炉跟机”一般是不会采用的。协调控制一般都设计了功率指令到锅炉指令（BM）的前馈和超调环节 PD，它的作用是使燃烧率正确、快速地随功率指令变化，并有适量的超调。在设计协调控制系统时应根据机组的特性选择合适的控制策略，灵活设置参数，如变功率时可让调节汽门侧重调节功率，使机组有比较好的变功率性能；在稳态时让调节汽门侧重调节主蒸汽压力，使机组有较好的稳定性。对于对象特性比较差的锅炉侧控制，无论是功率调节还是主蒸汽压力调节，用常规的 PID 控制策略往往难以取得较好的调节品质。DCS 广泛应用后，使我们有可能充分利用其功能，采用一些智能控制策略来提高机组的调节品质。

（1）“机跟炉”为基础的协调控制（CCTF）方式。在“机跟炉”为基础的协调控制方式下，当功率指令变化时，由功率指令的前馈作用，使汽轮机指令和锅炉指令同步变化，这种方式的功率响应略优于纯“机跟炉”方式。但由于锅炉有较大的延迟，锅炉指令调节负荷的性能较差，在各种扰动（如燃烧率波动）作用下，机组功率的波动较大。这种方式一般用于直流锅炉机组的协调控制。

（2）“炉跟机”为基础的协调控制（CCBF）方式。在“炉跟机”为基础的协调控制方式下，当功率指令变化时，通过功率指令的前馈信号，使锅炉指令超调变化，汽轮机指

令快速调节电功率，但当主蒸汽压力有较大变化时，要求汽轮机指令协助调节主蒸汽压力，防止主蒸汽压力变化过大，影响机组的安全和稳定运行。这种方式的主蒸汽压力调节品质比纯“炉跟机”方式为佳。但由于锅炉有较大的延迟，主蒸汽压力在各种扰动作用下，稳态时的波动较大。汽包锅炉一般采用这种协调控制方式，它可利用汽包锅炉较大的蓄热快速响应变功率要求。

（3）“直接能量平衡”（DEB）协调控制方式。直接能量平衡控制系统以能量信号为定值，以热量信号为被调量，以燃烧率为调节量，组成一个汽轮机功率要求与锅炉热量的直接能量平衡调节系统。

直接能量平衡（DEB）的协调控制方式比较适合于配备中间储仓式制粉系统的汽包锅炉机组，一方面这种机组没有煤量测量，可以用热量信号代表煤量的变化，另一方面这种机组燃烧过程的响应纯延迟小（如图 9.2-13 中曲线 2 所示），汽包压力经过微分处理后，热量信号对锅炉指令的响应特性比较好，使整个机组调节系统有可能获得较好的调节品质，而且可以比较有效地克服由给粉机引起的煤量自发性扰动。

对于配备直吹式制粉系统的机组，直接能量平衡（DEB）控制方式的优势不明显，一方面这种机组有煤量测量，可以用煤量信号与锅炉指令平衡，另外这类机组由于有较大的制粉纯延迟（如图 9.2-13 曲线 3 和 4 所示），汽包压力经过微分处理后，尽管热量信号对锅炉指令的响应时间 T_c 减小，但 τ/T_c 更大了，所以调节系统的调节品质不会比“炉跟机”为基础的协调控制有明显的改善。

2.4.3.4　机组功率指令处理

为了保证机组的安全运行，协调控制系统对电网发出的 AGC 指令和运行人员的负荷指令需要作一些处理才可变成实际的功率指令（N_0）。经过处理后的指令主要是增加了功率指令方式选择、功率速率限制、功率高/低限幅、功率闭锁增/减、辅机故障减功率（RUNBACK）、功率迫升/降等逻辑限制条件。

（1）功率指令方式选择。功率指令一般有本地和远方（AGC）两种方式，当选择本地方式时，机组运行人员可以自行设置机组的负荷指令；当选择远方（AGC）方式时，机组的功率指令由电网调度控制发出。

（2）功率变化速率限制。机组运行人员可以设置机组最高的功率变化率，使机组的功率变化速率限制在允许的范围内。功率变化速率的设置定值可以根据电网对机组功率响应的要求来确定，也可由机组控制系统根据设备状况和运行参数自动计算汽轮机和锅炉的最大允许负荷变化率。

（3）功率高/低限幅。机组运行人员可以设置机组最高和最低功率限值，使机组运行在允许的功率范围内。

（4）功率闭锁增/减。当机组的重要参数越限或主要调节量达到限值时，机组的功率指令会禁止增加或减少，这一功能能有效地保证机组的安全运行，但对电网的功率调度有一定的负面影响。

（5）辅机故障减功率（RUNBACK）。燃煤发电机组的送风机、引风机、一次风机、给水泵等辅机正常时应按设计方式两台或多台运行，当其中一台故障跳闸时，机组功率必须降到单台辅机能维持的最高功率，这是 RUNBACK 的功能要求。大型燃煤发电机组一般都设计有 RUNBACK 功能，如 RUNBACK 功能能正常投运，当发生以上辅机跳闸时，控制系统能将机组功率自动降到合适的数值并保持稳定，避免造成停机损失。但目前 RUNBACK 真正能正常投运的不多，辅机跳闸时，如控制操作不当，往往造成停机。RUNBACK 功能如能可靠运用，有助于电网的安全稳定并能减少机组停机损失。

（6）负荷迫升/降。功率迫升/降的作用是当机组的调节量出现严重不平衡的运行工况时，强制机组快速增加或减少功率，使机组参数恢复平衡。在实际运行中这一功能使用较少。

2.4.4　一次调频

2.4.4.1　参数设置

机组的一次调频性能，是指电网频率发生偏离额定值的变化时，机组功率与电网频率的相关性，传统上用汽轮机调速系统的速度变动率（调差系数）及迟缓率（死区）来表示。当频率偏差或转速偏差超过死区值时，一次调频方才开始动作，速度变动率（调差系数）反映一次调频动作的幅度，其值越大，一次调频的功率变化越小，反之就越大。

为了使一次调频功能在 DCS 内实施，可以将一次调频的变功率要求转换成与频差或转速差之间的关系。以目前华东电网的一次调频为例，频率死区为 0.033Hz（相当于转速 2r/min），调差系数为 5%（每变化 0.1Hz 对应变化 4%机组额定负荷）左右，机组一次调频的最大功率变化幅度限制在 4%额定负荷或当前负荷的 6%以内（如图 9.2-14）图中 Δ 表示变化量。

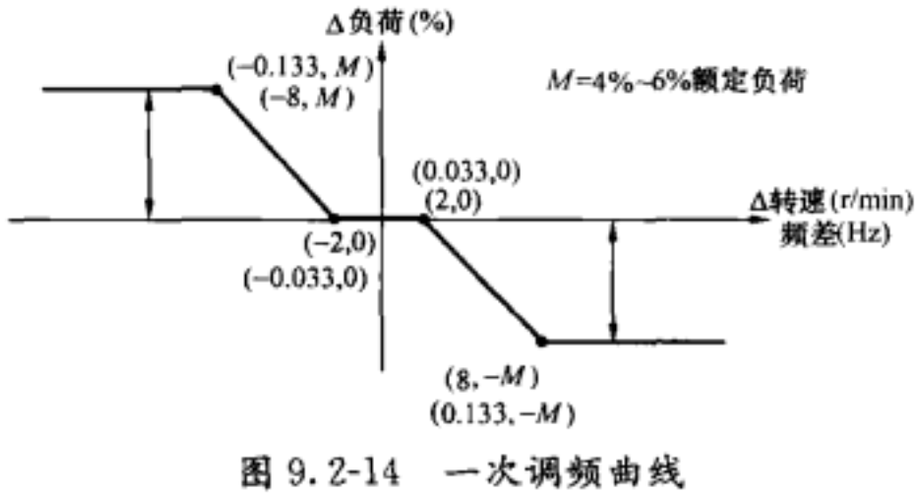


图 9.2-14　一次调频曲线

2.4.4.2　控制策略和逻辑

（1）数字式电液控制系统(DEH)侧的一次调频功能。早期汽轮发电机组的一次调频功能是由汽轮机液压调速系统通过控制汽轮机的进汽量来完成。由于液压调速系统一次调频的死区大于电网的正常频率波动，所以在正常情况下一次调频基本不起作用，只有在电网发生大的频率偏差时才会动作。

目前大型汽轮发电机组多采用数字式电液控制系统(DEH)，一次调频功能分别设置在 DEH 和 CCS 侧。采用 DEH 后，原液压调速系统的一次调频功能完全由 DEH 替代，不仅在控制性能上有了很大的提高，而且可以精确方便地设置一次调频的参数。DEH 按图 9.2-14 所示一次调频曲线设置参数，机组并网后，汽轮机转速与电网频率一致，DEH 中普遍使用汽轮机转速信号代表电网频率。DEH 一次调频是由换算成电功率当量的调节汽门指令控制转速差，但由于此换算存在着一定的偏差，而且是开环控制，所以 DEH 实际一次调频的功率响应和一次调频的功率要求也有偏差，而且由于机组的蓄热只能维持一段时间，所以后期功率又回到原值。

（2）CCS 侧的一次调频功能。限于机组的蓄热能力等原因，DEH 侧的一次调频效果不够理想，因此，往往在 CCS 侧也设置了一次调频的控制调节功能。

对于炉跟机为基础的协调控制方式（CCBF），如果没有一次调频功能，由 DEH 一次调频动作所调节的功率变化很快会被 CCBF 的负荷调节系统拉回，如图 9.2-15 的曲线 6 所示。投入一次调频后 CCBF 的功率指令与 DEH 侧同步变

化，使二侧调节系统对调节汽门的指令变化一致。图 9.2-15 中的曲线 2 是 CCBF 和 DEH 共同时投入一次调频功能时的负荷变化曲线，这种组合的一次调频性能是最佳。图 9.2-15 中的曲线 4 是仅 CCBF 单侧投入一次调频功能的负荷变化曲线，从中比较可以看出，由于没有 DEH 协助一次调频，初期功率性能比曲线 2 为慢，但总体性能还差强人意。

对于机跟炉为基础的协调控制方式（CCTF），如没有一次调频功能，由于 DEH 的一次调频动作时会引起主蒸汽压力变化，CCTF 的主蒸汽压力调节系统很快会把调节汽门恢复到原位，亦即使功率很快回到原值，如图 9.2-15 中的曲线 6 所示。CCTF 方式下即使投入一次调频功能，主蒸汽压力调节回路也会对一次调频有较大的抑制作用，为此要对 CCTF 下的一次调频逻辑进行一些修改，使一次调频动作时，主蒸汽压力在允许的范围内，闭锁与一次调频反向的汽轮机指令变化，使机组能释放出一部分蓄热来满足一次调频的变功率要求。图 9.2-15 中的曲线 3 是 CCTF 和 DEH 共同投入一次调频功能时的功率变化曲线，这种组合的一次调频性能比 CCBF 方式为差，而且仅 CCTF 单侧投入一次调频功能也不能满足一次调频的要求。

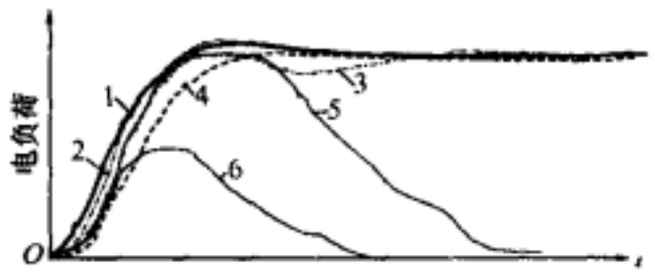


图 9.2-15 一次调频变负荷特性

1—一次调频的变负荷要求；2—DEH 和 CCS（CCBF）侧同时投一次调频功能的负荷变化；3—DEH 和 CCS（CCTF）侧同时投一次调频功能的负荷变化；4—CCS 单侧投一次调频功能的负荷变化；5—CCS 手动时 DEH 投一次调频功能的负荷变化；6—CCS 自动时 DEH 单侧投一次调频功能的负荷变化

以上两种 CCS 方式都是将一次调频的功率要求叠加在原功率指令上，一方面使调节汽门的动作与 DEH 侧的一次调频保持一致，另外改变锅炉指令，使锅炉与汽轮机在能量上保持平衡。一次调频的作用应该是在短时间内保持用电与供电的平衡，使电网频率稳定。而较大或较长时间的用电与供电的平衡则应由 AGC 的功能来完成。

2.5 火电厂全厂负荷优化控制系统

全厂负荷优化控制系统是根据电网调度的全厂功率指令，调节厂内各台机组的功率，使全厂发电功率及时满足电网的要求。全厂负荷优化控制系统的作用是：在各台机组允许的功率调节范围内和安全的工况下，合理地调节各台机组的功率；降低机组的功率调节频度，提高机组的稳定性，延长主、辅机组设备的寿命；经济分配各台机组的功率，降低全厂的供电煤耗。

全厂功率控制功能要求全厂功率快速跟随调度中心的全厂功率指令。全厂负荷优化控制系统是一个实时控制系统，其功率控制方式犹如将全厂作为一个单元机组，其总体的功率调节品质应和单机功率控制相当。全厂功率控制功能尚有更高的智能化要求，即在确保机组安全的前提下，根据全厂功率优化分配的结果，选择最有利的机组承担电网 AGC 的功率调节任务。

采用全厂功率控制后，电网调度中心最关心的是能否保证功率调节性能。现以安装四台 300MW 机组的火电厂在两种调节方式下全厂的功率调节性能比较为例进行分析。

燃煤机组的功率调节手段主要是调节煤量，如电网有一个幅度不大的功率变化要求，单机 AGC 时四台机组同时改变一定量的煤量，与全厂功率控制方式下，用其中的一台机组改变单机 AGC 方式四台的总煤量，这两种方式下功率变化的数量是一样的。煤量变化后机组功率变化的延迟时间变化很小，但煤量变化的幅度较大时，功率变化的全程延迟时间明显缩短，所以全厂功率控制方式下的功率平均变化速度不会低于单机 AGC 方式。

为了加快机组功率的变化速度，一般都利用机组蓄热来快速响应电网的功率变化要求，为此在全厂负荷优化控制系统中应设计了一种功能，在改变功率时，四台机组的调节汽门同时变化，充分利用全厂机组的蓄热快速响应电网的功率变化要求。

当调度中心的指令有加功率要求时，所有机组适当开大汽轮机调节汽门，使机组功率快速增加；当调度中心的指令有减功率要求时，所有机组适当关小汽轮机调节汽门，使机组功率快速减小。为了保证机组的安全运行，汽轮机调节汽门的开度变化必须限制在主蒸汽压力的变化幅度和速度允许的范围内。承担功率调节任务的机组，其燃料量调节可有一定程度的超调，在完成一次功率调节过程后，应使机组调节汽门回到原位，主蒸汽压力恢复正常值时，全厂功率与电网 AGC 指令值相当。通过这些手段可以使两种调节方式的初期变负荷速度基本相同。

此外，为了提高全厂功率调节的性能，当调度中心的指令变化幅度较大时，全厂负荷优化控制系统应同时选择两台或三台机组承担功率调节任务。在电网负荷变化幅度很大的调峰时段中，应选择所有机组同时参与加或减功率。

第 3 章　电力系统自动发电控制

1　功能结构

电力系统自动发电控制系统的功能结构如图 9.3-1 所示。

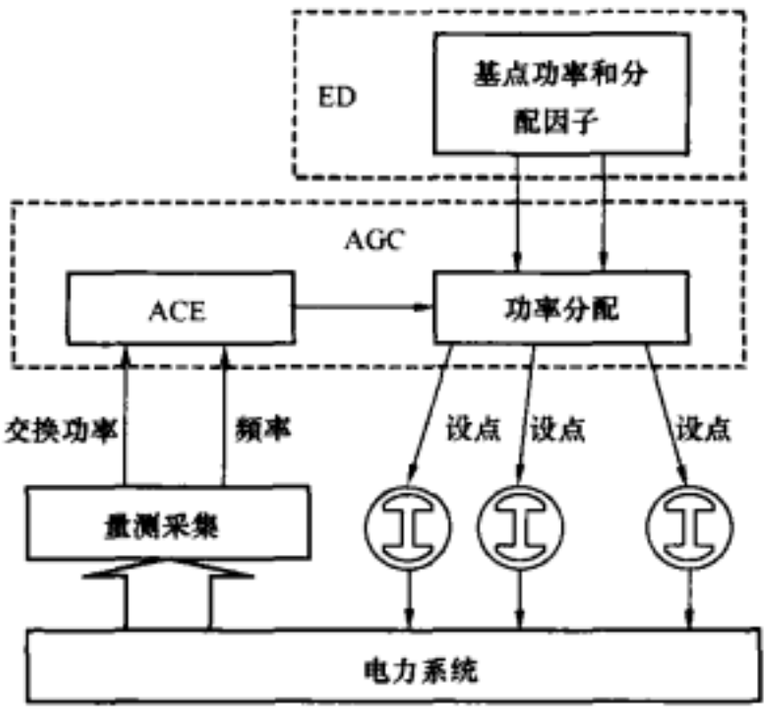


图 9.3-1　电力系统自动发电控制系统的功能结构

互联电力系统可以划分成若干个控制区，控制区之间通过联络线互联，各个控制区具有各自的自动发电控制系统。

在控制区内，发电机组分为 AGC 机组和非 AGC 机组两类。非 AGC 机组接受电网调度中心的发电计划，由当地的控制系统或人工调整机组的发电功率；AGC 机组则接受电网调度中心实时更新的 AGC 信号，自动调整机组的发电功率。

控制区的电网调度中心根据系统的负荷预测、联络线交换计划和机组的可用功率，安排次日所有发电机组的发电计划，并下达到各电厂。在实时运行中，电网调度中心的经济调度（ED）软件根据超短期的负荷预测、发电机组的运行工况，按照等微增成本或购电费用最低的原则，对可控机组进行经济负荷分配，计算出发电机组下一时段机组的基点功率和 AGC 分配因子，并传送给负荷频率控制软件。

电网调度中心的负荷频率控制软件采集电网的频率、联络线潮流、系统电钟时差，计算控制区的区域控制偏差（ACE），经过滤波后，得到平滑的 ACE（SACE）。然后根据发电机组的实际功率、机组的基点功率、AGC 分配因子以及机组的分类，计算出各机组的 AGC 调节功率值，发送给 AGC 机组。

当电力系统发生严重故障时，需要暂停 AGC 控制，以便进行故障处理。负荷频率控制程序监测系统频率和 SACE，当系统频率或 SACE 发生大幅度变化时，程序进入紧急状态，暂停发送 AGC 控制指令。

2　基本原理

电力系统本身具备自动调节系统频率（一次调频）的特性，当电力系统发生扰动后，系统负荷所消耗的电功率及发电机组发出的电功率均会依照其频率响应特性，朝有利于改善系统频率的方向变化。但是，电力系统频率一次调节是有差调节。为了使系统的频率恢复到额定频率运行，必须进行二次调频。二次调频就是移动发电机组的功频特性曲线，改变机组有功功率，与负荷变化相平衡，从而使系统的频率恢复到正常的范围。

如图 9.3-2 所示，发电与负荷的起始点为 a，系统的频率为 f_1。当系统的负荷发生变化，如负荷增大，负荷特性曲线从 P_{La} 变化至 P_{Lb} 时，若系统发电机组特性曲线为 P_{ga} 时，发电与负荷的交点从 a 点移至 b 点。此时，系统的频率从 f_1 降至 f_2。当增加系统发电，即发电机组的频率特性曲线从 P_{ga} 改变到 P_{gb} 时，就能使发电与负荷特性的交点从 b 点移至 d 点，可使系统的频率保持在原来的 f_1 运行。

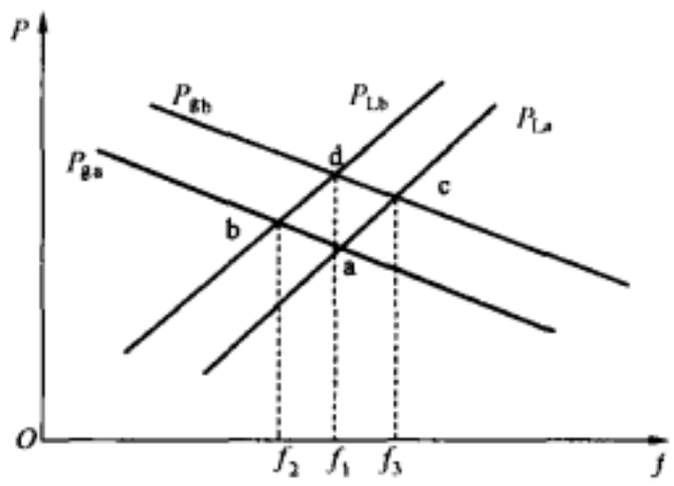


图 9.3-2　二次调频

反之，当系统的负荷降低时，负荷特性从 P_{Lb} 变化至 P_{La}，当系统发电机组特性曲线为 P_{gb} 时，发电与负荷的交点从 d 点移至 c 点。此时，系统的频率从 f_1 上升至 f_3。为了恢复系统的频率，适当减少系统发电，即发电机组的频率特性曲线从 P_{gb} 改变到 P_{ga}，就能使发电与负荷特性的交点从 c 点移至 a 点，系统频率从 f_3 恢复到原来的 f_1 运行。

这种改变发电机组调速系统的运行点，增加或减少机组的有功功率使发电机组在原有额定频率条件下运行的方法，就是二次调频。

发电机组的频率调节器通常有三种类型，即有差调节器、积分调节器和微分调节器。

（1）有差调节器也称比例调节器，是按频率偏差的大小控制调节器，亦即按频率偏差的比例增加或减少机组的有功功率进行调节的方法。采用这种调节方式的调频机组，其机组有功功率随系统频率的变化而变化。因此，比例调节只能减少系统频率的偏差，无法达到消除系统频率偏差的最终目标。

（2）积分调节器是按频率偏差对时间的积分控制调频器来增减机组功率的调节方法。采用这种调节方式时，机组功率的增/减量 ΔP_g 与系统频率偏差 Δf 积分量的大小有关，示意如下

$$\Delta P_g = \int \Delta f \mathrm{d}t$$

积分调节器可达到无差调节，即 $\int \Delta f \mathrm{d}t = 0$，最终达到 $\Delta f = 0$。这一调节方式的最大缺点是在负荷变化的最初阶段，由于 $\int \Delta f \mathrm{d}t$ 的量很小，调频机组的功率变化也很小，导致最初阶段的系统频率偏差较大。

（3）微分调节器是按频率偏差对时间的微分来控制调频

器来增减机组功率的调节方法。采用这种调节方式时，机组功率的增/减量 ΔP_g 与系统频率偏差 Δf 微分量的大小有关，示意如下

$$\Delta P_g = \frac{d\Delta f}{dt}$$

采用微分调节的机组，在负荷变化的最初阶段，由于 $\frac{d\Delta f}{dt}$ 的量较大，调频机组的功率变化也较大，这就阻止了系统频率偏差的进一步扩大。但是随着时间的推移，频率的变化量逐步变小，$\frac{d\Delta f}{dt}$ 也越来越小，以至于趋向于零。这时，微分调节的作用也逐步减少，直至消失。这和积分调节的作用正好相反。

以上三种调节方式各有优缺点，通常综合应用，即采用 PID 控制方式，可以取得良好的调节效果。

3 互联电力系统的二次调频

电力系统的互联运行给互联各方带来巨大的安全经济效益，同时也提高了供电可靠性。但是，电力系统的互联也带来了联络线交换功率的窜动。系统的容量越大，联络线功率窜动的容量越大。严重情况下，会引起联络线过载。如果对互联的电力系统管理不善，也会产生许多不利的因素，系统的安全、优质运行可能得不到保障。

3.1 互联电力系统的控制区和区域控制偏差

3.1.1 控制区

控制区是指通过联络线与外部相连的局部电力系统。如图 9.3-3 所示，在控制区之间联络线的公共边界点上，均安装了计量表计，用来测量并控制各区之间的功率及电量交换。计量表计采用不同的符号分送两侧，以有功功率送出为正（+），受进为负（−）。

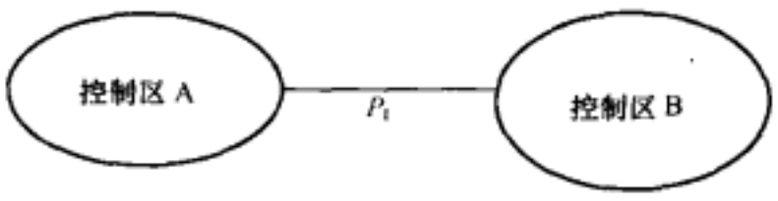


图 9.3-3 电力系统控制区概念

通过控制区内发电机组的有功功率，来维持与其他控制区联络线的交换计划，并且维持系统的频率在给定的范围之内，维持系统具有一定的安全裕度。

3.1.2 区域控制偏差（Area Control Error）

电力系统的控制区是以区域的负荷与发电来进行平衡的。当电力系统由多个控制区互联组成时，系统的频率是一致的。因此，当某一控制区内的发电与负荷产生不平衡时，其他控制区通过联络线上功率的变化对其进行支援，从而使得整个系统的频率保持一致。

联络线的交换功率一般由系统控制区之间根据相互签订的电力电量合同协商而定，或由互联电力系统调度机构确定。在联络线的交换功率确定之后，各控制区内部发生的计划外负荷，原则上应由本系统自己解决。从系统运行的角度出发，各控制区均应保持与相邻的控制区间的交换功率和频率的稳定。换句话说，在稳态情况下，对各控制区而言，应确保其联络线交换功率值与交换功率计划值一致，系统频率与目标值一致，以满足电力系统安全、优质运行的需要。

区域控制偏差（*ACE*）是根据电力系统当前的负荷、发电功率和频率等因素形成的偏差值，它反映了区域内的发电与负荷的平衡情况，由联络线交换功率与计划的偏差和系统频率与目标频率偏差两部分组成。

ACE 的基本算式为

$$ACE = (P_t - I_0) - 10 \times B(f - f_0) \qquad (9.3\text{-}1)$$

式中：P_t 为控制区所有联络线交换功率的实际量测值之和；I_0 为控制区与外区的功率交易计划之和；B 为控制区的频率偏差系数，MW/0.1Hz；f 为系统频率的实际值；f_0 为系统频率的额定值。

3.1.3 互联电力系统中单个控制区的 AGC 控制策略

3.1.3.1 定频率控制（Flat Frequency Control，FFC）

定频率控制的区域控制偏差（*ACE*）只包括式（9.3-1）中的频率分量，其算式为

$$ACE = -10 \times B\ (f - f_0) \qquad (9.3\text{-}2)$$

AGC 的调节作用是当系统发生负荷扰动时，根据系统频率出现的偏差调节 *AGC* 机组的有功功率，将因频率偏差引起的 *ACE* 控制到规定的范围之内，从而使频率偏差亦控制到规定的范围之内。定频率控制模式一般用于独立电力系统或互联电力系统的主系统中。

3.1.3.2 定交换功率控制（Flat Tie-line Control，FTC）

定交换功率控制的区域控制偏差（*ACE*）只包括式（9.3-1）中的联络线净交换功率分量，其算式为

$$ACE = P_t - I_0 \qquad (9.3\text{-}3)$$

AGC 的调节作用是当系统发生负荷扰动时，将因联络线净交换功率分量偏差所引起的 *ACE* 控制到规定的范围之内。

3.1.3.3 联络线功率及频率偏差控制（Tie line Bias Frequency Control，TBC）

在联络线功率及频率偏差控制模式中，需要同时检测 ΔP_t 和 Δf，区域控制偏差(*ACE*)的算式即为式(9.3-1)。

由于控制区的频率响应系数与系统的运行状态有关，而且机组和负荷的频率特性也并非一条直线，因此对频率偏差系数 B 的整定往往比较困难。如果 B 不能整定为系统频率响应系数，调频机组对本区域的负荷变化响应将会发生过调或欠调现象。

联络线功率及频率偏差控制模式一般用于互联电力系统中。当系统发生负荷扰动时，通过调节机组的有功功率，最终可以将因联络线功率、频率偏差造成的 *ACE* 控制到规定范围之内。

3.2 互联电力系统多区域控制策略的应用与配合

互联电力系统进行负荷频率控制的基本原则是在给定的联络线交换功率条件下，各个控制区域负责处理本区域发生的负荷扰动。只有在紧急情况下，才给予相邻系统以临时性的事故支援，并在控制过程中得到最佳的动态性能。下面以两个控制系统组成的互联电力系统为例，给出互联电力系统的功率交换特性，以及各种负荷频率控制策略相配合的性能特点。

3.2.1 互联电力系统的功率交换特性

互联电力系统的负荷频率控制是通过调节各控制区内发电机组的有功功率来保持区域控制偏差(*ACE*)在规定的范围之内。

图 9.3-4 表示两个互联的电力系统之间的功率交换情况。

假设 K_a 和 K_b 分别是系统 A 和系统 B 的调差系数，A、B 两系统均设有二次调频的电厂，其发电的有功功率变化分别为 ΔG_a 和 ΔG_b，负荷变化量分别为 ΔL_a 和 ΔL_b，总功率变化分别为 ΔP_a 和 ΔP_b，联络线功率变化为 ΔP_t。

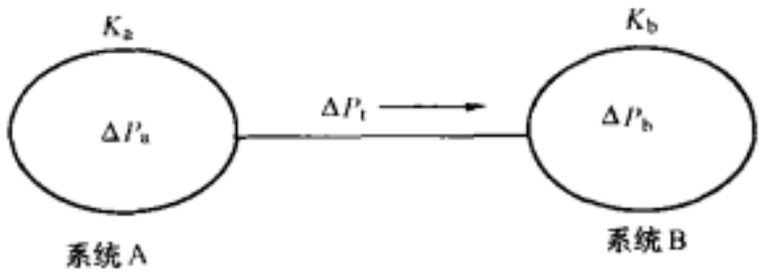


图 9.3-4　互联系统功率交换特性

当 A 系统发生功率变化而引起频率变化 Δf，而 B 系统功率无变化时，有

$$\Delta f=\Delta P_a/(K_a+K_b) \tag{9.3-4}$$

$$\Delta P_t=\Delta P_a K_b/(K_a+K_b) \tag{9.3-5}$$

当 A 系统和 B 系统同时有功率变化时，有

$$\Delta f=(\Delta P_a+\Delta P_b)/(K_a+K_b) \tag{9.3-6}$$

$$\Delta P_t=(\Delta P_a K_b-\Delta P_b K_a)/(K_a+K_b) \tag{9.3-7}$$

3.2.2　FFC—FFC 控制模式

图 9.3-5 为 FFC—FFC 控制模式示意图，A、B 两个系统均采用 FFC 模式。由于互联电力系统频率是一致的，假设 K_a 和 K_b 分别为 A 和 B 系统的频率响应系数，正常情况下联络线的功率由 A 系统输入到 B 系统。此时，A、B 两系统的区域控制偏差分别为

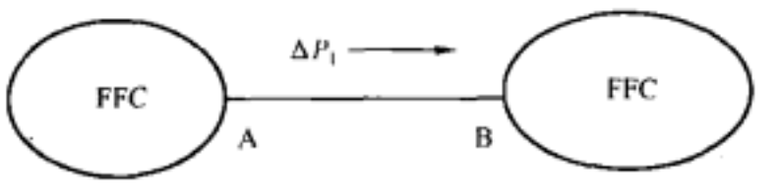


图 9.3-5　FFC—FFC 控制模式

$$ACE_a=K_a\Delta f$$

$$ACE_b=K_b\Delta f$$

在定频率控制方式中，当系统 A 发生负荷扰动时，A、B 两系统按 Δf 的变化进行有功功率调节。只有当 $\Delta f=0$ 时，方才停止调节，最终联络线上的功率变化量为

$$\Delta P_t=(\Delta G_a-\Delta L_a)-K_a\Delta f=\Delta G_a-\Delta L_a$$

或

$$\Delta P_t=(\Delta L_b-\Delta G_b)+K_b\Delta f=\Delta L_b-\Delta G_b$$

显然按定频率控制模式工作时，联络线交换功率的变化量 ΔP_t 一般不为 0，只有当 $\Delta G_a=\Delta L_a$，$\Delta G_b=\Delta L_b$ 时，才可保持 $\Delta P_t=0$ 且 $\Delta f=0$。

当某一系统负荷增加过多而不能依靠本系统的二次调频进行补偿时，亦即需要其他系统进行调节支援的情况下，这时会必然出现交换功率变化量不为零的现象。如 B 系统发生负荷扰动，引起系统频率下降时，由于 $\Delta f<0$，导致 A、B 两系统的区域控制偏差 ACE 同时为负。此时，A、B 两系统同时增加机组的有功功率，以提高系统的频率，A 系统就向 B 系统输送超额的联络线功率，往往引起互联电力系统之间的功率交换超过联络线输送能力。

另外，由于 A、B 两系统的区域控制偏差 ACE 是同方向的，两系统就同时加、减发电功率，容易引起频率过调而产生振荡，因此一般不采用这种控制模式。

3.2.3　FFC—FTC 控制模式

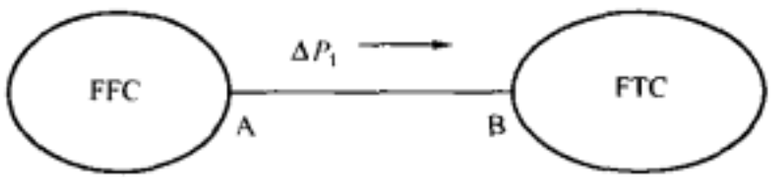


图 9.3-6　FFC—FTC 控制模式

图 9.3-6 为 FFC—FTC 控制模式示意图，A 系统采用 FFC 模式，B 系统采用 FTC 模式。此时，A、B 两系统的区域控制偏差分别为

$$ACE_a=K_a\Delta f$$

$$ACE_b=-\Delta P_t$$

当 A 系统发生负荷扰动，引起系统频率下降时，由于 $\Delta f<0$，导致 A 系统的 ACE 为负。此时，A 系统开始增加机组的有功功率，以提高系统的频率。而此时，A 系统向 B 系统输送联络线功率 ΔP_t 下降，引起 $\Delta P_t<0$。B 系统只对减少的（$-\Delta P_t$）进行控制，对 B 系统而言，必须减少调频机组的有功功率，以确保交换功率 $\Delta P_t=0$。B 系统的这一控制行为加剧了整个系统的功率缺额。对互联电力系统而言，这种控制策略不能很好地进行配合。

当 B 系统发生负荷扰动，引起系统频率下降时，由于 $\Delta f<0$，A 系统的 ACE 为负。此时，A 系统首先增加机组的有功功率，以提高系统的频率。A 系统向 B 系统输送的联络线交换功率 ΔP_t 增加，即 $\Delta P_t>0$。对 B 系统而言，必须对增加的（$-\Delta P_t$）进行控制，B 系统首先增加调频机组的有功功率，以阻止 A 系统输送的联络线功率增量。这种情况下的控制策略可以进行配合。

这种控制模式只适合在大系统与小系统互联的电力系统中，大系统有足够的调节容量以确保互联系统的频率质量，小系统的控制目标主要是维持本系统的发用电平衡。在互联电力系统中，一般不推荐采用这种控制模式。

3.2.4　FFC—TBC 控制模式

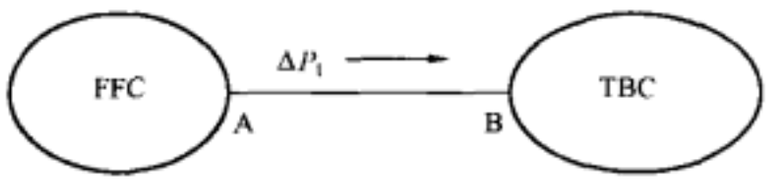


图 9.3-7　FFC—TBC 控制模式

图 9.3-7 为 FFC—TBC 控制模式示意图。A 系统采用 FFC 模式，而 B 系统采用 TBC 模式。此时，A、B 两系统的区域控制偏差分别为

$$ACE_a=K_a\Delta f$$

$$ACE_b=(-\Delta P_t)+K_b\Delta f$$

当 A 系统发生负荷扰动，引起系统频率下降时，$\Delta f<0$。A 系统向 B 系统输送的联络线功率减少，即 $\Delta P_t<0$。此时，A 系统 ACE 为负，A 系统增加调频机组的有功功率，以恢复系统的频率。对 B 系统而言，如果 K_b 选取合理，组成 B 系统的 ACE 两个分量将相互抵消，ACE 为零，B 系统不参与调整。这意味着 A 系统发生的负荷扰动，将由 A 系统独自负担，B 系统机组的一次调频系统感受到频率下降而瞬时增加部分有功功率。

当 B 系统发生负荷扰动，引起系统频率下降时，由于 $\Delta f<0$，引起 A、B 两系统的 ACE 同时为负。此时，A、B 两系统同时增加机组的有功功率，以提高系统的频率。A 系统继续向 B 系统输送超额的联络线功率。这一控制模式对 B 系统发生负荷扰动的初期是有效的，能迅速促使系统恢复频率。但是，由于 A 系统的功率支援，使交换功率过度增加，引起 $\Delta P_t\neq 0$。当频率恢复正常后，B 系统再对 ΔP_t 进行控制，直至 $\Delta P_t=0$ 时恢复正常。

在互联电力系统中，可以采用这种控制模式。通常容量大的电力系统采用 FFC 控制模式。

3.2.5　FTC—FTC 控制模式

图 9.3-8 为 FTC—FTC 控制模式示意图，A、B 两个系统均采用 FTC 模式时，此时，A、B 两系统的区域控制偏差分别为

$$ACE_a=\Delta P_t$$

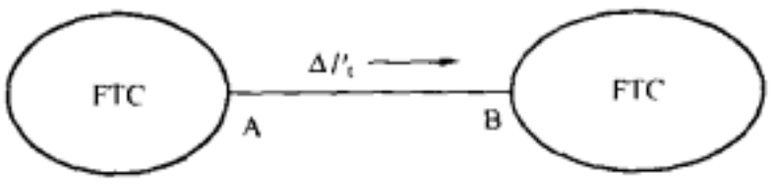


图 9.3-8 FTC—FTC 控制模式

$$ACE_b = -\Delta P_t$$

在 FTC 模式中，通过控制调频机组有功功率来保持区域联络线净交换功率偏差 $\Delta P_t = 0$，即

$$\Delta G_a - \Delta L_a = K_a \Delta f$$

$$\Delta G_b - \Delta L_b = K_b \Delta f$$

在互联电力系统中，如果所有控制区均选择 FTC—FTC 的模式，当系统 A 发生负荷扰动时，A、B 两系统按 ΔP_t 的变化进行有功功率调节。当 $\Delta P_t = 0$ 时，停止调节，此时系统的频率变化为

$$\Delta f = \frac{\Delta G_a - \Delta L_a}{K_a}$$

因此在互联电力系统中，采用定交换功率控制模式，不能保证系统频率恒定。只有当 $\Delta G_a = \Delta L_a$，$\Delta G_b = \Delta L_b$ 时才能同时保持 $\Delta P_t = 0$ 和 $\Delta f = 0$。

当一个控制区负荷增加过多而不能依靠本系统的二次调频进行抵偿时，这时需要其他控制区进行调节支援。这时会出现系统频率变化量不能为零的现象。如 B 系统发生负荷扰动，引起系统频率下降时，由于 $\Delta f < 0$，A 系统向 B 系统输送联络线功率增加，$\Delta P_t > 0$。A 系统的调频机组减少有功功率，B 系统的调频机组增加有功功率，以阻止 A 系统向 B 系统的输送功率的增加。A、B 两系统均不对系统频率进行有效的控制，情况严重时，可能造成系统频率的崩溃。

因此，互联电力系统不允许采用这种 FTC—FTC 的控制模式，这种控制方式只适合于互联电力系统中小容量的电力系统，对于整个互联电力系统来说，必须有另一个控制区采用 FFC 模式来维持互联系统的频率恒定，否则互联电力系统不能进行稳定的并联运行。

3.2.6 TBC—FTC 控制模式

图 9.3-9 为 TBC—FTC 控制模式示意图，A 系统采用 TBC 模式，而 B 系统采用 FTC 模式。此时，A、B 两系统的区域控制偏差分别为

$$ACE_a = \Delta P_t + K_a \Delta f$$

$$ACE_b = -\Delta P_t$$

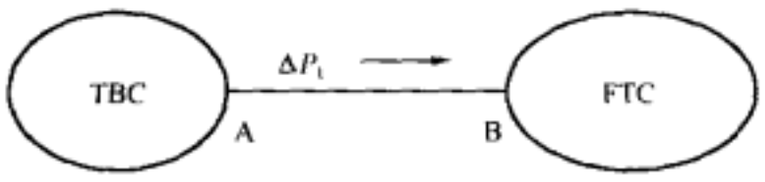


图 9.3-9 TBC—FTC 控制模式

当 B 系统发生负荷扰动，引起系统频率下降时，由于 $\Delta f < 0$，A 系统向 B 系统输送联络线功率 ΔP_t 增加。如果 A 系统的 K_a 系数选取合理，则 A 系统的 ACE 将保持原值不变。B 系统因为 ΔP_t 增加，而增加调频机组的有功功率来保持联络线交换功率计划，可以恢复互联电力系统的正常运行。

当 A 系统发生负荷扰动，引起系统频率下降时，由于 $\Delta f < 0$，A 系统向 B 系统输送联络线功率 ΔP_t 减少。A 系统将增加调频机组的有功功率，以恢复系统频率和阻止联络线交换功率的下降。对 B 系统而言，由于 ΔP_t 减少，为使交换功率恢复到计划值，B 系统必须减少其调频机组的有功功率，这反而加重了互联电力系统恢复系统频率的负担，显然是不合理的。

因而在互联电力系统中，不推荐采用这种控制模式。

3.2.7 TBC—TBC 控制模式

图 9.3-10 为 TBC—TBC 控制模式示意图，A、B 两系统均采用 TBC 模式。此时，A、B 两系统的区域控制偏差分别为

$$ACE_a = \Delta P_t + K_a \Delta f$$

$$ACE_b = -\Delta P_t + K_b \Delta f$$

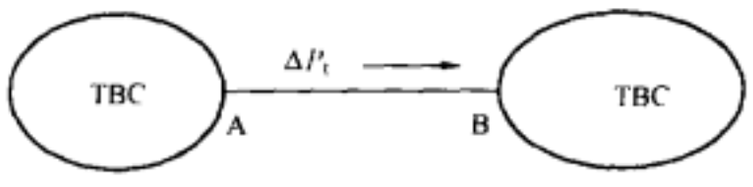


图 9.3-10 TBC—TBC 控制模式

在 TBC—TBC 的模式下，互联电力系统的特性如图 9.3-11 所示。

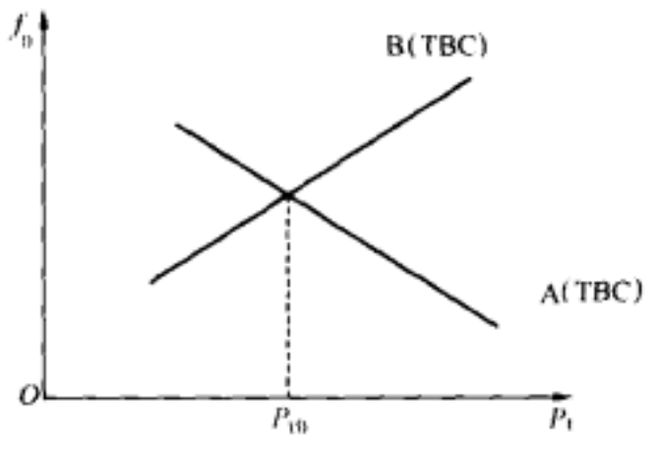


图 9.3-11 TBC—TBC 系统特性

当 A 系统发生负荷扰动时，A、B 两系统均按 ΔP_t 和 Δf 的变化进行有功功率调节。A、B 两系统调节后，各系统的变化如下

$$\Delta G_a - \Delta L_a = 0$$

$$\Delta L_b - \Delta G_b = 0$$

$$\Delta P_t - K_a \Delta f = 0$$

$$\Delta P_t + K_b \Delta f = 0$$

如果 A、B 系统均能达到系统负荷与发电功率就地平衡，则

$$\Delta G_a = \Delta L_a$$

$$\Delta L_b = \Delta G_b$$

$$\Delta P_t = 0$$

$$\Delta f = 0$$

如果某一系统由于种种原因导致负荷与发电不平衡，则会出现 Δf 和 ΔP_t 不为零。如果 A 系统能达到系统负荷与发电出力就地平衡，而 B 系统仅有一次调频，则最终有

$$\Delta f = -\Delta L_b / (K_a + K_b)$$

$$\Delta P_t = K_a \Delta L_b / (K_a + K_b)$$

这说明，在互联电力系统中，采用 TBC 控制模式，不管哪个控制区发生负荷功率不平衡，都会使系统的频率和联络线交换功率产生一定的偏移。

对于 TBC—TBC 控制模式，在控制系数选取合理的前提下，不论负荷扰动发生在哪个控制区，在频率波动较小的情况下，只有发生扰动的控制区才产生控制作用，其他控制区一般不会进行控制。在互联电力系统中，一般推荐采用这种控制模式。

3.3 多区域的优化控制

随着电力系统互联规模的不断扩大，管理层次增多，特别是电力工业体制改革和电力市场的发展，对 AGC 控制策

略提出了新的课题，出现了一些新的控制模式。

3.3.1　分层的 AGC 控制模式

在一个独立的交流互联电力系统中，有一个控制中心负责整个电力系统频率控制的协调；但系统内的发电机组由数个分控制中心控制，各分控制中心所控制的地区之间联络线的潮流是允许自由流动的（无联络线交换计划）。在这种情况下，AGC 方式应是分层的定频率（FFC）控制，即由控制中心根据电力系统频率的变化，采用分层的频率控制方法，向各分控制中心发出调节发电输出功率的指令，而由分控制中心执行对发电机组的控制。

分层频率控制的具体方法有两种。

3.3.1.1　通过法

控制中心在其 EMS 中计算所有参与 AGC 调节的发电机组的控制指令，并将分控制中心控制的发电机组的指令，发送给各分控制中心，然后由分控制中心将指令发送给发电机组。

3.3.1.2　等值机法

控制中心将每个分控制中心控制的参与 AGC 调节的发电机组容量作为一台等值发电机组看待，将其计算出的对等值机组的控制指令发送给分控制中心，然后由分控制中心进行 AGC 计算进行再分配，并将控制指令发送给由其控制的发电机组。

3.3.2　AGC 优化控制模式

在多控制区的互联电力系统中，可以开展 AGC 调节资源的交易，促进资源优化配置。当某控制区的 AGC 可控资源不足或使用不经济时，可以向同一互联电网内的其他控制区购买 AGC 调节资源，从而构成互联的 AGC 控制系统。

为了将与发电或负荷有关的一部分或全部的电能服务，从一个控制区转移到另一个控制区，可使用动态转移技术。

3.3.2.1　动态转移技术

动态转移技术是用电子的方式提供所需的实时监视、遥测、计算机硬件和软件、通信、工程、电能统计和管理等服务。动态转移有“伪联络线”和“动态计划”两种形式。

伪联络线法：伪联络线是一个实时更新的远方读数，它在 AGC 的 *ACE* 计算公式中被用作联络线潮流，但实际上并不存在物理的联络线和电能计量值。它的积分值可以用于交换的电能统计。

动态计划法：动态计划是一个实时更新的远方读数，它在 AGC 的 *ACE* 计算公式中被用作交换计划。它的积分值可以用于交换的计划电能统计。

在伪联络线法中，常规 *ACE* 的算式（9.3-1）中的 P_t 改为（$P_t-P_e-P_i$），其中 P_e 为控制区内交换送出的功率，P_i 为控制区外交换进入的功率。功率数值的符号定义为输入为负，输出为正。

在动态计划法中，常规 *ACE* 算式（9.3-1）中的 I_0 改为（$I_0+P_e+P_i$）。

3.3.2.2　跨控制区的发电机组控制

向跨控制区的发电机组购买 AGC 调节资源服务，获得资源的控制区对该发电机组的 AGC 可以用以下方式实现：

（1）如果获得资源的控制区与该发电机组所在电厂之间存在直接的通信信道，并且 EMS 具备与该电厂 RTU 进行通信的条件，可以直接采集有关信息、直接进行自动发电控制。

（2）由该发电机组所在的控制区向获得资源的控制区转发 AGC 所需发电机组的有关信息，并将获得资源的控制区发出的 AGC 的控制信号转发给该发电机组。

应当指出，无论以哪种方式进行跨控制区的发电机组自动发电控制，均应通过动态转移技术把出售 AGC 资源的发电机组的发电出力转移给获得资源的控制区，这样，该发电机组出力的变化就能影响获得资源的控制区的 *ACE*。

3.3.2.3　对互联控制区的控制

如果向互联电力系统的控制区购买的 AGC 调节资源并不明确是由哪些发电机组提供的，对这部分资源的 AGC 控制可以通过以下方式实现：

（1）等值机法：该方法与“分层的 AGC 控制”中所述的“等值机法”相同，获得资源的控制区控制中心将互联控制区提供的 AGC 资源作为一台等值发电机组看待，并将 AGC 中计算出的对等值机组的控制指令发送给提供 AGC 资源的控制区控制中心。这两个控制区通过动态转移技术，即在获得资源的控制区的常规 *ACE* 计算式中加上该控制指令代表的兆瓦数，在提供资源的控制区的常规 *ACE* 计算式中减去该控制指令代表的兆瓦数，使获得资源的控制区把对这部分资源引起的 *ACE* 的调节责任转移给提供资源的控制区。

（2）协定补充调节服务法：当一个控制区承担另一控制区的部分或全部调节责任，但又没有改变其联络线交换计划时，在这种情况下，两个控制区都应采用统一的方法——动态计划法。在两个控制区的常规 *ACE* 中增加另一分量 P_{sc}，通过符号变化来保证正确的控制。P_{sc} 按协定的方法计算得到，例如：$P_{sc}=K\times ACE$，$K\in$（0，1），当控制区 X 从控制区 Y 购买调节服务时，控制区 X 的区域控制偏差 $ACE_x=ACE_{xa}-P_{sc}$；控制区 Y 的区域控制偏差 $ACE_y=ACE_{ya}+P_{sc}$。该方法与“等值机法”的区别在于：在“等值机法”中，提供资源的控制区控制中心从获得资源的控制区控制中心得到的是 AGC 指令，该指令中已考虑所提供的 AGC 资源的可调范围和调节速率；而在本方法中，提供资源的控制区控制中心得到的只是获得资源的控制区的部分或全部 *ACE* 值，并未考虑所提供的 AGC 资源的可调范围和调节速率。

4　AGC 中的若干特殊问题

4.1　电力系统的频率偏差系数

4.1.1　频率偏差系数的性质

频率响应特性（以 β 表示）是电力系统固有的特性，反映了系统中功率与频率的静态变化关系，它具有以下性质：

（1）β 是随时间变化的。β 是电力系统内负荷和发电机组频率特性的总和，而电力系统中负荷和运行中的发电机组又是随时间变化的。

（2）β 是非线性的。由于电力系统负荷功率与频率的关系可以用一个多项式来表达，是非线性的；而发电机组由于调速系统不灵敏区的影响，其发电功率与系统频率的关系也是非线性的，因此它们的总和 β 是非线性的。

在电力系统自动发电控制中，需要设定一个与 β 近似的常数 B，B 被称为电力系统的频率偏差系数。B 与 β 的关系如图 9.3-12 所示。

从图 9.3-12 可以看出，当系统频率偏差较小时，按斜线 B 计算所得的功率增量 ΔP 的绝对值大于真实的功率增量的绝对值（标注“1”的部分），采用该值进行二次调频，有利于系统频率的迅速恢复，但可能会产生一些过调；当系统频率偏差较大时，按斜线 B 计算所得的功率增量 ΔP 的绝对值小于真实的功率增量的绝对值（标注“2”的部分），采用该值进行二次调频，不利于系统频率的迅速恢复，特别是当

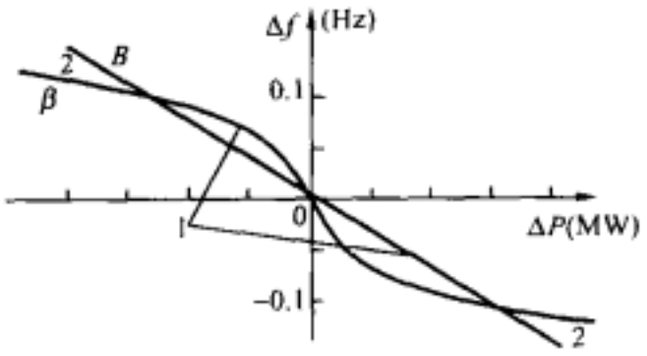


图 9.3-12 频率响应特性 β 与频率偏差系数 B 的关系示意图

扰动发生在本控制区之外，会朝恢复频率的反方向调节，因而称该区域为危险区。

4.1.2 频率偏差系数的确定方法

4.1.2.1 固定系数法

频率偏差系数 B 可以采用固定的值，每年设定一次。根据运行经验，频率偏差系数 B 可以按年度的最高预测负荷的百分数来设定，大多数控制区的频率偏差系数在年度的最高预测负荷的 1%～1.5%（MW/0.1Hz）之间。为避免偏离频率响应特性 β 较多，对固定的频率偏差系数，应通过对控制区高峰时段数次系统扰动时频率响应特性的分析，取其平均值来设定。

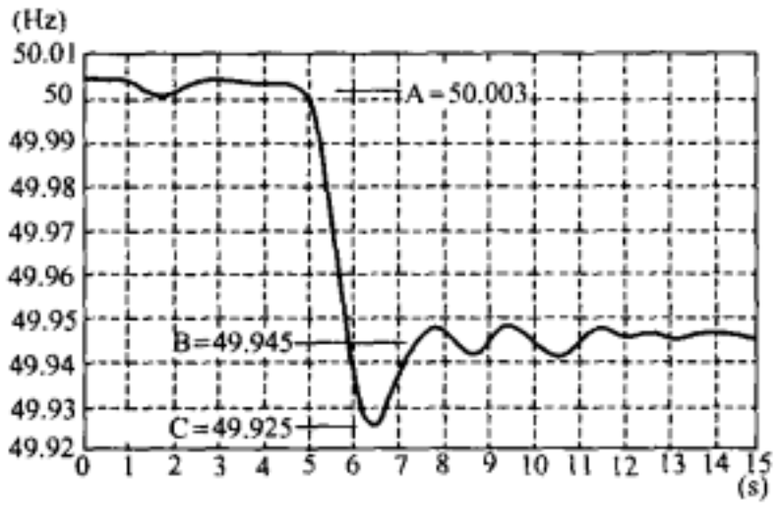


图 9.3-13 失去发电机时的典型频率响应曲线

当扰动发生在本控制区外时，ΔP_{Li} 为“0”，$\beta_i=-\Delta P_{ti}/\Delta f$；当扰动发生在本控制区内时，$\Delta P_{Li}$ 为引起扰动的功率损失，$\beta_i=-(\Delta P_{ti}+\Delta P_{Li})/\Delta f$。

对系统扰动时的频率响应特性的分析方法是：记录系统扰动前（图 9.3-13 中的“A”）和扰动稳定后、在二次调频作用发生前（图 9.3-13 中的“B”）的系统频率值；记录对应于 A 点、B 点的控制区之间的净交换功率值；记录引起扰动的负荷或发电功率损失；按行号顺序填写频率响应特性调查表（表 9.3-1），填写调查表中的数据列。

表 9.3-1 频率响应特性调查表

行号	内 容	数据	单位	计算方法
1	扰动前(A)实际净交换功率		MW	
2	扰动后(B)实际净交换功率		MW	
3	净交换功率变化量(ΔP_{ti})		MW	第 2 行－第 1 行
4	引起扰动的功率损失(ΔP_{Li})		MW	负荷(＋)，发电功率(－)
5	控制区响应		MW	第 3 行－第 4 行
6	从 A 到 B 的系统频率变化量(Δf)		Hz	频率下降(－)，频率上升(＋)
7	频率响应特性		MW/0.1Hz	第 5 行/(第 6 行×10)

在按最高负荷的百分数设定系统的频率偏差系数 B 时，必须考虑系统的全部联网负荷，而不仅仅是某一级调度机构管辖的统调负荷；同时，必须考虑系统发电机组一次调频的总体水平。

4.1.2.2 动态系数法

电力系统的频率响应特性具有随时间变化和非线性的特点，为了使频率偏差系数 B 在各种情况下尽可能接近于频率响应特性 β，可以采用可变参数来设定，该参数应通过对负荷、发电机组功率、调速系统特性和频率等因素变化的频率响应特性的分析来确定，其算式为

$$B_v=B_L+B_g$$

式中，B_v 为非线性的、可变的频率偏差系数；B_L 为负荷对频率的响应系数；B_g 为发电机组对频率的响应系数。

B_L 可以直接用正比于系统负荷的参数来表示，即

$$B_L=P_L\times LR\ (\mathrm{MW/0.1Hz})$$

式中：P_L 为当前的负荷，MW；LR 为负荷对频率的响应率，%/0.1Hz。

B_g 的计算须考虑发电机组调速系统的不灵敏区、调差系数、发电机组的备用功率情况，计算表达式为

$$B_g=K_{gres}\times DB\times C_k$$

式中：K_{gres} 为考虑了备用出力情况的所有发电机组调速系统对频率的总响应系数；DB 为考虑发电机组调速系统不灵敏区的参变量；C_k 为发电机组调速系统调差系数的调整常数。

K_{gres} 是当前所有正在发电、但发电功率尚未达到额定容量的单台发电机组的频率响应系数 K_g（单位是MW/0.1Hz）的总和。

4.2 *ACE* 滤波

AGC 是根据 *ACE* 实测值来控制的，考虑到遥测误差和负荷本身含有一定的高频随机分量，可能干扰控制过程。为此，必须对 *ACE* 进行适当的滤波处理，减少 AGC 可能对机组进行的不恰当控制，提高 AGC 的控制品质。经过滤波处理后的 *ACE* 信号称为平滑 *ACE*（*SACE*）。

ACE 滤波的方法有多种。

4.2.1 P.I.D 法

即 *SACE* 由比例项 *PACE*、积分项 *IACE*、微分项 *DACE* 三部分叠加而成

$$PACE=\sum_{i=1}^{10}ACE_i\times\frac{\alpha_i}{\sum_{i=1}^{10}\alpha_i}$$

$$IACE_i=IACE_{i-1}+T_b\times ACE$$

$$DACE_i=\sum_{i=1}^{10}C_i(ACE_{2i+1}-ACE_{2i})$$

式中：α_i 为权重因子；T_b 为积分常数；C_i 为微分常数。

在 *SACE* 的三项组成中，比例项所占的比重最大。积分项可保证 *ACE* 经常过零，并能部分地补偿机组的迟缓效应。当 *ACE* 过零时，积分项 *IACE* 就自动置零。计算时对该项定义一个极限值，当积分项的值大于该限值时，用该限值来替代积分项，以防止该项在 *SACE* 中所占的比重过大。微分项可预测将要发生的控制，以减少不必要的控制。

4.2.2 平滑法

算式为

$$SACE(t)=\gamma ACE(t)+(1-\gamma)SACE(T)$$

式中：*ACE* 为原始 *ACE* 值；*SACE* 为平滑 *ACE* 值；γ 为 AGC 平滑系数；t 为当前时间；T 为上次 AGC 执行时间。

4.2.3 低通滤波法

ACE 可以看成由不同的频率分量 ω_i 组成的信号，由于电力系统本身对 *ACE* 中的高频分量无能为力，而只需要关心那些可与系统响应速率相比拟的低频分量，可选用 But-

terworth 低通滤波器滤去高频分量，传递函数为

$$\frac{1}{1+\omega^{2N}}$$

式中：N 为滤波器的阶数。

4.3　控制分区

一般情况下，*SACE* 可定义两个死区，即调节死区（*REGDB*）和紧急死区（*EADB*）。根据 *SACE* 死区的不同，*SACE* 可分为正常区域、调节区域和紧急区域三个控制区域，如图 9.3-14 所示。

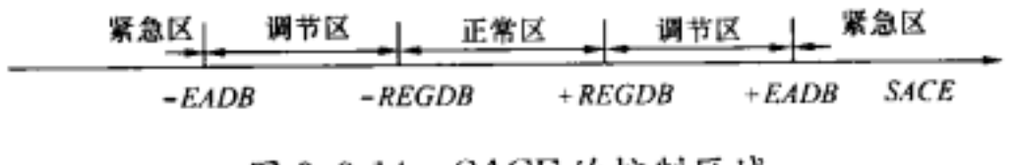


图 9.3-14　*SACE* 的控制区域

经过平滑的 *SACE* 由调节 *ACE*（*RACE*）和紧急 *ACE*（*EACE*）两部分组成。当 *SACE* 处于各控制区域时，其输出的调节 *ACE*(*RACE*)和紧急 *ACE*(*EACE*)的值也有区别。

正常区域（$|SACE| \leqslant REGDB$）。

$RACE=0$，$EACE=0$。

调节区域（$REGDB < |SACE| \leqslant EADB$）。

$RACE = \pm(SACE-REGDB)\ K_r$，$EACE=0$。

紧急区域（$|SACE| > EADB$）。

$RACE=\pm(SACE-REGDB)\times K_r$，

$EACE = \pm(SACE-EADB)\times K_a$。

式中：K_r 和 K_a 为系统的调节增益和紧急增益参数，对应于 *RACE* 和 *EACE* 的斜率，是 *ACE* 重要的调整参数。

实施 CPS 评价标准以后，原有的 *ACE* 分区方法已不能适应 AGC 控制的要求，新的分区方法的基本思想是将 AGC 分成三个控制等级，根据电网的频率及本系统 *ACE* 的不同情况分别进行控制：

（1）宽松的（Relaxed）控制：当系统频率接近额定频率（$|f-50\text{Hz}| < f_R$），且 $|ACE| < L_{10}$ 时，可不进行任何 AGC 控制。

（2）正常的（Normal）控制：当系统频率偏离额定频率（$|f-50\text{Hz}| > f_R$）时，或尽管系统频率接近额定频率但 $|ACE| > L_{10}$ 时，可按原来的控制策略进行 AGC 控制，迫使 *ACE* 在数分钟内过零。但是，为了获得较高的 CPS1 指标，当 $|f-50\text{Hz}| > f_R$，应设定一个“过零偏移量”（如：取与频率偏差反方向的 1/3 L_{10} 值），作为过零的“零”点。

（3）紧急的（Tight）控制：当系统频率偏离额定频率较大（$|f-50\text{Hz}| > f_T$）时，应迫使 *ACE* 快速过零，此时必须设定与频率偏差反方向的“过零偏移量”；如果 *ACE* 与“过零偏移量”处于同一方向，且 *ACE* 的绝对值大于“过零偏移量”的绝对值，则可不进行任何 AGC 控制，使其保持对系统频率的帮助作用。

4.4　发电机组的控制模式

电网中运行的发电机组大致可分为以下几种状态：

（1）不可用（Unavailable）：机组处于检修故障状态。

（2）停机（Off-line）：机组处于冷备用。

（3）手动（Manual）：机组运行但不受 LFC 控制。

（4）手动经济分配（Manual Economic）：机组参加人工经济调度计算，但不受 LFC 控制。

（5）基荷（Base）：机组受 LFC 控制，按人工整定基准有功功率运行。

（6）基荷调节（Base-reg）：机组受 LFC 控制，按人工整定基准有功功率运行并参与使区域控制偏差减少的控制调节。

（7）自动（Automatic）：机组既参与经济调度控制，又参与使区域控制偏差减少的控制调节。

（8）自动经济分配（Auto-Eco）：机组仅参与经济调度控制，不参与使区域控制偏差减少的控制调节。

（9）爬坡（Ramp）：机组由 LFC 控制，按一定的上升/下降速率将机组功率调整到调度员规定的目标值，最后机组处于基荷状态。

（10）测试（Test）：机组进行响应特性测试。

不同的机组控制模式，其期望功率的计算不同。例如当机组处于既受 LFC 控制，又受经济调度控制的“自动”模式时，机组的期望功率 P_u 为

$$P_u = P_e + B_L K_e - PACE\ K_r$$

式中：P_e 为 ED 程序计算得出的机组基点功率；K_e 为机组 i 参加经济调度的分配系数（由经济调度程序计算得到）；K_r 为机组 i 的调节系数；B_L 为基本负荷偏差，$B_L = P_a - P_b$；P_a 为所有受 LFC 和 ED 控制的机组实际有功功率总和；P_b 为所有受 LFC 和 ED 控制的机组基点功率总和。

当机组仅受 ED 控制（自动经济分配模式）时，机组的期望功率 P_u 为

$$P_u = P_e + B_L K_e$$

当机组仅受 LFC 控制（基荷调节模式），机组的期望功率 P_u 为

$$P_u = P_e - P_r K_r$$

式中：P_r 为调节分量，当系统中有受 ED 控制的机组时，则 $P_r = -PACE$；否则 $P_r = B_L - PACE$。

BA、BM 模式的机组期望功率为

$$P_u = P_e$$

4.5　时差修正和无意电量偿还

4.5.1　时差修正

电钟的时间偏差（简称时差）是由于电力系统频率偏差的长期积累引起的，时差过大也会影响用户设备的正常工作，我国国家标准规定电力系统时差在任何时候不得大于 30s。

互联电力系统的频率应该控制在额定值，但在需要通过频率偏移来修正时差的时间周期除外。每个互联电力系统应根据可靠性优先的原则制定频率偏移和时差的运行限额。互联电力系统中的每个控制区均有义务参加修正时差的控制。当多个控制区并行运行时，应选择一个控制区（称为中心控制区）监视互联系统的时间偏差，并发出时差修正的指令。

当时差超过系统规定值（如 2s）时，中心控制区开始执行时差校正功能，其他与其互联的控制区也参加时差校正，并确保在任何区域不引起净交换功率的偏差。时差校正可通过调度员人工校正和自动校正两种方法实现。当时差校正开始时，LFC 模块将当前区域的 *ACE* 值加上频率偏差与频率偏移因子的乘积作为控制用的 *ACE* 值。当校正结束时，时间误差校正模块自动关闭。

时差修正的偏移量可以采用以下两种方法之一：

（1）频率偏移：额定频率可以偏移 0.02 Hz。

（2）交换计划偏移：如果额定频率无法修改，则可以将联络线交换计划偏移相当于 0.02 Hz 的量（即控制区频率偏差系数的 20%）。

4.5.2 无意交换电量偿还

无意交换电量是控制区之间在规定点上的电能交换计划与实际电能潮流之间的差异。无意交换电量的组成，一部分是由于控制区未能时时刻刻精确地控制发电出力使实际交换与计划匹配；另一部分则是由于控制区自动地对互联电力系统的频率、或时间偏差作出响应，而使得实际交换偏离了计划。

无意交换电量的积累会影响互联电力系统运行的正常秩序，应该在适当的时候予以偿还。应按 AGC 计算周期对交换功率偏差进行积分，并将计算结果累加到无意交换电量上。无意交换电量可以按高峰、低谷时段分开累计，并按高峰、低谷时段分别偿还。偿还的方法有以下几种：

（1）双边偿还：无意交换电量可以通过与其他的控制区安排额外的交换电量来偿还。其条件是，与这些控制区具有相反方向的无意交换电量累计值且互相确认偿还的数量。

（2）单边偿还：控制区通过按非零的 *ACE* 目标控制来实现无意交换电量偿还。一般可以按照控制区频率偏差系数的 20%或 5MW 两者中的大者作为偏移量进行控制。

在偿还过程中，应遵循在无意交换电量与时差的符号相同时才进行偿还的原则，以避免由于无意交换电量偿还而引起系统频率偏离规定值。

4.5.3 时差校正和无意交换电量偿还的 *ACE* 表达式

ACE 算式见式（9.3-1），AGC 在控制过程中需要及时纠正净交换功率偏离计划时所产生的无意交换电量 ΔE 和频率偏差产生的时钟误差 Δt。在 $0\sim t$ 时间内

$$\Delta E = \int (P_t - I_0)\mathrm{d}t$$

$$\Delta t = (3600/t)\int (f - f_0)\mathrm{d}t$$

AGC 采取的校正 ΔE 和 Δt 方法是在 *ACE* 的算式中分别加入交换功率经过 H 小时内偏离计划所产生的无意交换电量的校正量 ΔI_0 和频率偏移所产生的时差纠正量 Δf_0，并用相反方向的累计电量及时差进行校正。这时，式（9.3-1）中的 *ACE* 计算公式变为

$$\begin{aligned} ACE &= [P_t - (I_0 - \Delta I_0)] - 10B[f - (f_0 + \Delta f_0)] \\ &= \Delta P_t + 10B\Delta f \end{aligned}$$

式中，$\Delta I_0 = \Delta E/H$；$\Delta f_0 = \Delta t f_0/3600$。

当无意交换电量累积到一定值时，按峰、谷时段积累的电量在规定的 H 小时内进行偿还。

4.6 发电机参数测量与运行测试

发电机组在参与 AGC 调节之前，必须申报有关的技术参数，由调度机构组织对此进行测试和认证，并在运行的过程中定期或不定期地进行认证，以保证其技术条件的真实性。

发电机组申报的技术参数，至少应包含以下信息：

（1）功率上限（P_{max}）：在自动控制时可达到的最大功率输出，MW。

（2）功率下限（P_{min}）：在自动控制时可达到的最低功率输出，MW。

（3）上升爬坡速率限值（R_{up}）：在自动控制时可达到最大的功率增加速率，MW/min。

（4）下降爬坡速率限值（R_{down}）：在自动控制时可达到最大的功率减少速率，MW/min。

（5）信号周期（$\mathrm{d}t$）：调度机构控制中心发出的改变输出的两次请求之间的最小时间间隔，s 或 min。

（6）加速度（J）：爬坡速率的变化率，MW/min^2，该术语描述许多发电机组的“转向时间”特性。对于没有加速度约束的发电机组，最大加速度受信号周期限制，最大加速度 $J_{max} = (R_{up} - R_{down})/\mathrm{d}t$。

在考虑了发电机组的功率、爬坡速率、加速度等约束条件的情况下，下列公式可用于计算在下一个控制信号变化时（$t_n = t_{n-1} + \mathrm{d}t$），可以向发电机组发出的，并可以预期得到的最大目标值

$$P_{t+1} = P_t + R_t\mathrm{d}t + 1/2J_t\mathrm{d}t^2$$

$$R_{t+1} = R_t + J_t\mathrm{d}t$$

约束条件是：$P_{min} < P_t < P_{max}$；$R_{down} < R_t < R_{up}$；$J_{min} < J_t < J_{max}$。

图 9.3-15 表示用上述公式计算得到的计及加速度限制和仅计及爬坡速率限制的调节目标值。

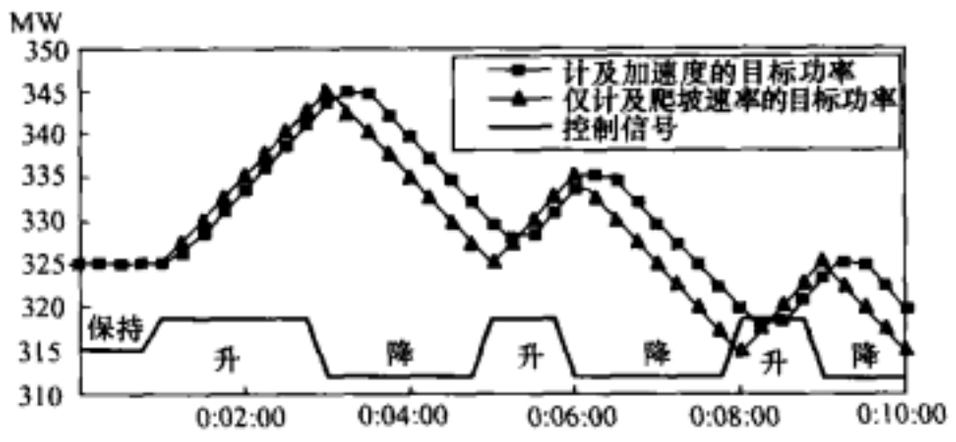


图 9.3-15 计及与未计及加速度限制的调节目标值

具体的测试方法如下：

AGC 控制参数的测试应由发电商和调度机构事先协商确定，测试应当在一个连续 60min 的时间间隔内进行。

在认证测试的 60min 内，控制中心应向发电机组发出一串随机的“升”、“降”和“保持”的控制信号，每个信号应当至少在 1min 内保持不变。这一串随机的控制信号对发电机组性能的要求不应超越事先约定的发电功率上限、下限和爬坡速率的限制。

应当测量和记录被测对象有功功率的一分钟平均值。如果要通过测试，则每一分钟的目标有功功率平均值与实际的有功功率平均值的相关系数应大于 0.95。

相关系数的计算方法：设 t 分钟的目标有功功率平均值为 P_{st}，t 分钟的实际有功功率平均值为 P_{at}，则每一分钟目标有功功率平均值与实际有功功率平均值的相关系数可以用以下方法求得

$$\sigma_s = \sqrt{\frac{\sum[P_{st} - \mathrm{AVERAGE}(P_{st})]^2}{n}}$$

$$\sigma_a = \sqrt{\frac{\sum[P_{at} - \mathrm{AVERAGE}(P_{at})]^2}{n}}$$

$$\mathrm{cov}(P_{st}, P_{at}) = \mathrm{AVERAGE}(P_{st} \times P_{at}) - \mathrm{AVERAGE}(P_{st}) \times \mathrm{AVERAGE}(P_{at})$$

$$r_{sa} = \frac{\mathrm{cov}(P_{st}, P_{at})}{\sigma_s\sigma_a}$$

式中：σ_s 为测试期间 n 个一分钟目标有功功率 P_{st} 平均值的标准差；σ_a 为测试期间 n 个一分钟实际有功功率 P_{at} 平均值的标准差；$\mathrm{cov}(P_{st}, P_{at})$ 为 P_{st} 与 P_{at} 的协方差；r_{sa} 为 P_{st} 与 P_{at} 的相关系数。

相关系数 r_{sa} 是一个大于 0 且小于 1 的数值。r_{sa} 越接近 1，表示 P_{st} 与 P_{at} 的相关性越大，发电机组输出的实际功率与目标功率越接近。如果发电机组输出的实际功率对目标功率指令的响应有一个近似固定的时间 τ 的延迟，则应计算 P_{st} 与 $P_{at+\tau}$ 的相关系数。

5　性能评价标准与参数确定

5.1　性能评价标准

5.1.1　A1/A2 评价标准

5.1.1.1　标准定义

A1 标准要求在任何一个 10min 间隔内，*ACE* 必须过零。这意味着 *ACE* 频繁过零，它可以最大限度地减少无意交换电量的产生。但是，也应看到 *ACE* 的频繁过零，会导致系统进行无谓的反向调节，对系统频率的恢复产生负面的影响。

A2 标准规定了 *ACE* 的控制限值，即 *ACE* 的 10min 平均值要小于规定的 L_d，即

$$\text{AVERAGE}\ (ACE_{10\text{min}}) \leqslant L_d$$

5.1.1.2　目标值与限值计算

L_d 的计算公式如下

$$L_d = 0.025\Delta L + 5\text{MW}$$

式中：ΔL 可以用两种方法计算：

（1）ΔL 指控制区在冬季或夏季高峰时段，日小时电量的最大变化量（增或减）。

（2）ΔL 指控制区在一年中任意十个小时电量变化量（增或减）的平均值。

一般情况下，各控制区的 L_d 每年修改一次。

5.1.1.3　标准指标

按照 NERC 的要求，根据 A1/A2 的标准对每个控制区 AGC 性能进行评价，其控制指标为：$A1 \geqslant 100\%$，$A2 \geqslant 90\%$方为合格。

5.1.2　CPS1/CPS2 评价标准

5.1.2.1　标准定义

*CPS*1 标准是指控制区在一个长时间周期（如一年）内，其区域控制偏差 *ACE* 应满足下式的要求

$$\text{AVERAGE}_{\text{period}}\left[\frac{ACE_i}{-10B_i}\ (f_1 - f_0)\right] < \varepsilon_1^2$$

式中：ACE_i 为控制区 i 的区域控制偏差 *ACE* 的 1min 平均值；B_i 为控制区 i 的频率偏差系数，此值为负数，单位为 MW/0.1Hz；f_1 为控制区域实际频率的 1min 平均值；f_0 为控制区域标准频率；ε_1 为 1 年时段内互联电力系统实际频率与标准频率偏差的 1min 平均值的均方根值，如下式表示

$$\varepsilon_1 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(\Delta f_i)^2}{n}}$$

式中：n 为 1 年时间段中的分钟数；Δf_i 为第 i 分钟频率偏差的 1min 平均值；ε_1 是一个长期的考核指标，在互联电力系统中，各控制区的 ε_1 值均相同，且为一固定常数。

*CPS*2 标准是指在一个时段内（如 10min），控制区 *ACE* 的 10min 平均值，它必须控制在特殊的限值 L_{10} 内。

5.1.2.2　标准计算方法

（1）*CPS*1 的计算公式：令

$$CF = \text{AVERAGE}_{\text{period}}\left(\frac{ACE \times \Delta f}{-10B \times \varepsilon_1^2}\right)$$

则有

$$CPS1 = (2 - CF) \times 100\%$$

从上式可以看出，$CPS1 \geqslant 200\%$表示区域 AGC 的调节对减少控制区 *ACE* 或者系统频率偏差有利；$200\% > CPS1 \geqslant 100\%$对控制区 *ACE* 或者系统频率偏差的影响未超出影响范围；$CPS1 < 100\%$则 AGC 调节已超出了影响范围。

（2）*CPS*2 标准的计算方法：根据 *CPS*2 标准定义

$$\text{AVERAGE}_{\text{period}}\ (ACE_{10\text{min}}) \leqslant L_{10}$$

$$L_{10} = 1.65 \times \varepsilon_{10} \times \sqrt{(-10B_i) \times (-10B_s)}$$

式中：ε_{10} 为给定一年时段中，10min 实际频率平均值与给定基准频率的偏差的均方根值；B_s 为互联电网互联电网全网的频率偏差系数。

*CPS*2 的计算公式如下

$CPS2 =$（10min *ACE* 合格点/总的 10min 日历点）$\times 100\%$

5.1.3　标准指标

对每个控制区，按照 *CPS*1、*CPS*2 的标准对其区域 AGC 性能进行评价，其控制指标要求为：$CPS1 \geqslant 100\%$，$CPS2 \geqslant 90\%$。

5.2　评价标准比较

AGC 性能评价标准的建立和实施，促进了 AGC 调节质量的提高，评价标准本身也在长期运行中不断改进和完善。

5.2.1　A1/A2 标准的优缺点

A1/A2 标准不完全有利于提高整个互联系统的频率质量。在互联电力系统中，各控制区的 AGC 调节应有利于系统频率的控制质量。采用 A1/A2 标准，未考虑 *ACE* 对系统频率的影响，在 *ACE* 有利于减少系统频率的偏差时也要求控制区作调整。而有些控制区虽然 A1、A2 指标很好，但其 *ACE* 值却对电网频率偏差的减少不利；当控制区的大的 *ACE* 值有利于减少系统频率偏差时，该控制区的 AGC 软件仍要对其 *ACE* 值进行校正，以确保 *ACE* 过零或者小于 L_d。按这种性能评价标准进行的 AGC 控制策略，不能有效地提高整个系统频率的质量。而系统也不能对各控制区的 AGC 性能给出合理的评价。

A1/A2 标准要求区域 *ACE* 在 10min 内必须过零，为此，AGC 程序必须不断判断其区域 *ACE* 在 10min 内是否过零，并据此对各 AGC 机组给出相应的调节指令。这种过零的调节方法，有时对系统的频率控制无益，但为了满足区域 A1/A2 标准，却必须进行。这无疑增加了 AGC 机组无谓的频繁调节过程，也加剧了机组主/辅设备的磨损。

A1/A2 标准不利于进行长期目标控制。由于系统负荷一直处于不断变化的状态，A1/A2 标准对区域 *ACE* 的值进行监视控制，也受制于负荷短期变化的过程（如 1min 变方向，10min 过零）。这种短期行为，对负荷长期变化所起的作用，有时可能是不利的。由于机组功率调节具有一定的惯性，机组响应目标指令有一定的延时性。因此需要考虑一种长期的控制行为，来达到较好的控制目的。

A1/A2 标准对控制区设置的频率响应控制参数 B 与控制限值 L_d 无关。当控制区的频率偏差系数 B 设置过大时，控制限值与 B 无关。该控制区所承担的风险就越大。

没有提供不同 *ACE* 幅值对互联电力系统影响程度的考核措施，实际上不同 *ACE* 幅值对系统影响程度是不同的，目前等同处理有失公允。

A1、A2 指标不能很好反映各控制区对电网调频的贡献。

不可否认，A1/A2 评价标准还是有许多优点的，如：*ACE* 频繁过零，减少了各控制区域之间无意交换电量。采用 A1/A2 标准进行 AGC 调节，调度员可以直观地判断本区域 AGC 的调节性能情况。以 *ACE* 过零为目标，AGC 软件采用的控制策略成熟、直观明了。

5.2.2 *CPS1/CPS2* 标准的优缺点

CPS1/CPS2 标准与 *A1/A2* 标准相比更具科学性，主要表现在：

（1）采用 *CPS1/CPS2* 标准进行评价，其性能指标与区域对系统调频贡献趋于一致。采用 *CPS1/CPS2* 标准，其性能指标与 *ACE* 和频率偏差的乘积有关。当 *ACE* 的值和方向有利于减少系统频率偏差时，*CF* 为负，*CPS1* 大于 200%；当 *ACE* 的值和方向不利于减少系统频率偏差时，*CF* 为一个大的正数，这样 *CPS1* 小于 100%。采用 *CPS1/CPS2* 标准，可以更好地体现各控制区对系统调频的贡献大小。

（2）*CPS1/CPS2* 不要求 *ACE* 频繁过零，减少了 *AGC* 机组调节频度。*CPS* 标准调频指标追求的是长期的控制效果，因而不要求各区域 *ACE* 频繁地过零。当 *ACE* 有利于系统频率质量的控制时，其 AGC 的控制策略可以保持区域的 *ACE* 值不变，而不需要将 *ACE* 减少。这样，对整个系统的频率恢复反而有利。

（3）区域频率偏差系数与控制限值相结合，更加合理。采用 *CPS* 标准后，设置的区域频率偏差系数的大小，与 *CPS2* 控制的门槛值大小相关。即区域的频率偏差系数越大，其 *CPS2* 控制限值 L_{10} 的值亦大。这样对各控制区的参数设置更为合理。

尚待改进之处：

（1）对区域无意交换电量的控制不利。采用 *CPS* 标准以后，由于在 AGC 的控制策略上，对区域 *ACE* 在 10min 内必须过零一次没有严格的要求。因此，在 AGC 控制中，将造成各区域之间的无意交换电量的增加。如果没有相应的无意交换电量校正措施，对互联电力系统的控制极为不利。因此，必须相应地推行一套严格的无意交换电量偿还或处理办法。

（2）调度员对 AGC 的控制效果的评价不够直观。由于 *CPS* 标准追求的是长期的控制效果。对电网调度人员来说，其 AGC 的控制效果不如 *A1/A2* 标准直观、明了。

（3）采用 *CPS* 标准后，AGC 的控制软件还处于试验阶段。各 EMS 软件开发商的 AGC 控制软件的核心技术，对 *CPS* 评价标准还不是很成熟，有待于在运行过程中不断地改进提高。

5.3 采用 *CPS* 评价标准的经济考核

长期以来，*A1*、*A2* 评价标准获得了广泛应用，电力系统调频与经济考核多以 *A1*、*A2* 评价标准为据，*CPS1*、*CPS2* 评价标准的问世，用于经济考核当为发展的必然趋势。主要做法是利用控制区 AGC 性能评价指标，以固定 10min 时段的 *CPS1* 和 *CPS2* 的平均值，作为考核评价的依据。

图 9.3-16 用不同的斜线标出的区域清晰地表明了经济考核的要点。

由图 9.3-16 可见：

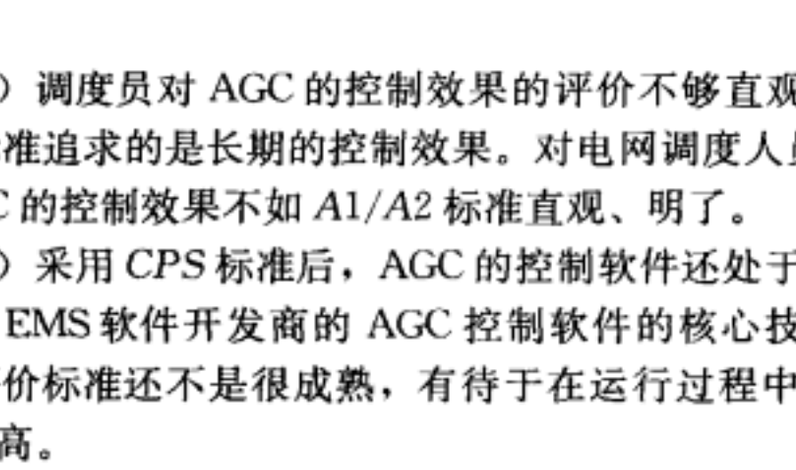


图 9.3-16 采用 *CPS1*、*CPS2* 评价标准 AGC 经济考核示意图

（1）当 *ACE* 和系统频率处于 1 区时，*CPS1*≥200%，*CPS2*≤L_{10}，符合 *CPS* 标准，不对考核结果加收费用。

（2）ACE 和系统频率处于 6 区时，*CPS1*≥200%，*CPS2*>L_{10}，尽管越出了 *CPS* 标准合格的范围，但控制区 *ACE* 对减少系统频率偏差有贡献，不对考核结果加收费用。

（3）当 *ACE* 和系统频率处于 2 区时，200%>*CPS1*≥100%，*CPS2*≤L_{10}，符合 *CPS* 标准，不对考核结果加收费用。

（4）当 *ACE* 和系统频率处于 3 区时，*CPS1*<100%，*CPS2*≤L_{10}，控制区对减少系统频率偏差没有贡献时，对 *ACE* 的 10min 平均值小于 L_{10} 部分，乘以（1−*CPS2*）比例系数折算为 10min 电量，并按相应时段电价适当加价收费。

（5）当 *ACE* 和系统频率处于 5 区时，200%>*CPS1*≥100%，*CPS2*>L_{10}，对 *ACE* 的 10min 平均值超过 L_{10} 部分，乘以（2−*CPS2*）比例系数折算为 10min 电量，并按相应时段电价适当加价收费。

（6）*ACE* 和系统频率处于 4 区时，*CPS1*<100%，*CPS2*>L_{10}，控制区的 *ACE* 对减少系统频率偏差不利，对 *ACE* 的 10min 平均值超过 L_{10} 部分，乘以（2−*CPS2*）比例系数折算为 10min 电量，并按相应时段电价加大力度收费。

5.4 发电机组控制性能评价

对发电机组 AGC 控制性能评价是在运行的过程中连续进行的，是对发电机组奖惩、特别是辅助服务费用的结算的依据之一。评价的方法是评价 AGC 服务提供者的控制偏差（*SCE*）是否符合服务提供者控制性能标准（*SCPS*）。

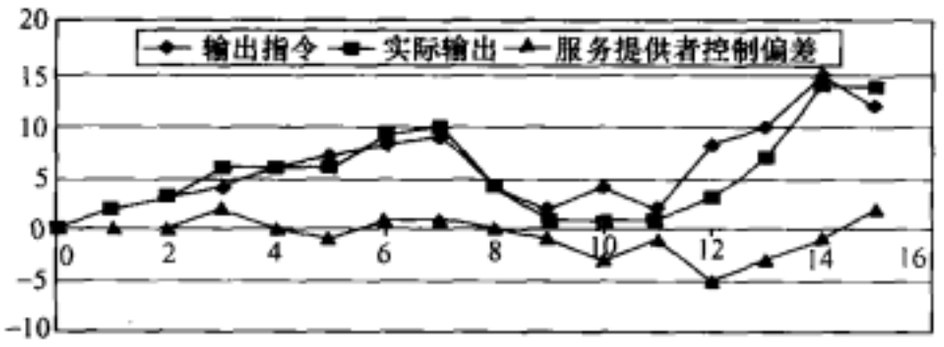


图 9.3-17 服务提供者控制偏差（*SCE*）示意图

5.4.1 AGC 服务提供者控制偏差（*SCE*）

AGC 服务提供者控制偏差（*SCE*）的定义是：电网调度机构根据发电机组申报的参数，向发电机组发出的 AGC 指令，与发电机组的实际功率输出之间的偏差。图 9.3-17 表示了 *SCE* 的基本概念。即

$$SCE = P_a - P_s$$

式中：P_a 为发电机组实测功率输出；P_s 为对该发电机组的目标输出功率（或指令）。

5.4.2 服务提供者控制性能标准（*SCPS*）

服务提供者控制性能标准（*SCPS*）与自动发电控制性能评价标准（*CPS*）相似，由标准 1（*SCPS1*）和标准 2（*SCPS2*）组成。

5.4.2.1 服务提供者控制性能标准 1（*SCPS1*）

SCPS1 要求发电机组的控制性能满足以下条件：

（1）长期（如一个月）的控制性能，应满足 AVERAGE（*SCE*）≈ 0。

（2）*SCE* 应有利于减小电力系统的频率偏差、或对电力系统的频率偏差的影响不超出规定的范围。即满足

$$\frac{SCE_1 \times \Delta f_1}{-10B \times PF} \leqslant \varepsilon_1^2 \tag{9.3-8}$$

或者 *SCE* 应有利于减小控制区的 *ACE*，或对控制区的 *ACE* 的影响不超出规定的范围。亦即满足

$$\frac{SCE_1 \times ACE_1}{-10B \times PF} \leqslant \gamma_1^2 \tag{9.3-9}$$

上述两式中：SCE_1 为服务提供者控制偏差 1min 的平均值；Δf_1 为频率偏差 1min 的平均值；PF 为对该发电机组的分配因子（响应速率/所有响应速率之和）；B 为控制区的频率偏差系数；ACE_1 为控制区控制偏差 1min 的平均值；ϵ_1 为互联电网对全年 1min 频率平均偏差的均方根的控制目标值；γ_1 为对该发电机组的限值，该值根据控制区 *ACE* 与 Δf 之间的相互关系而确定。

式（9.3-8）表示的 *SCPS*1 标准的物理意义与 *CPS*1 相似，该标准适用于整个交流互联电力系统为单一控制区，或者非 AGC 控制条件下的服务提供者控制性能评价。

式（9.3-9）表示的 *SCPS*1 标准注重判断 *SCE* 是否影响控制区的 *ACE*。当 *SCE* 与 *ACE* 符号相反时，该 *SCE* 对减小控制区的 *ACE* 是有利的；当 *SCE* 与 *ACE* 符号相同时，则该 *SCE* 对减小控制区的 *ACE* 是不利的，但如果 *SCE* 的数值较小，仍满足式（9.3-9）的不等式，则表示该 *SCE* 对控制区 *ACE* 的影响未超出规定的范围。该标准适用于在互联电力系统中有多个控制区的 AGC 控制条件下的服务提供者的控制性能评价。

*SCPS*1 标准的统计方法是

$$SCF = \mathrm{AVERAGE}\left(\frac{SCE_1 \times \Delta f_1}{-10B \times PF \times \epsilon_1^2}\right)$$

或

$$SCF = \mathrm{AVERAGE}\left(\frac{SCE_1 \times ACE_1}{-10B \times PF \times \gamma_1^2}\right)$$

$$SCPS1 = (2 - SCF)$$

*SCPS*1 标准统计指标的含义与 *CPS*1 标准相同，*SCPS*1≥200%，表示 *SCE* 对减小控制区的 *ACE* 或电力系统的频率偏差有利；200%＞*SCPS*1≥100%，表示 *SCE* 对控制区的 *ACE* 或电力系统的频率偏差的影响未超出规定的范围；*SCPS*1＜100%，则表示 *SCE* 对控制区的 *ACE* 或电力系统的频率偏差的影响已超出规定的范围。

5.4.2.2　服务提供者控制性能标准 2（*SCPS*2）

*SCPS*2 要求服务提供者每十分钟 *SCE* 的平均值控制在规定的范围内。即

$$|SCE_{10}| \leqslant KL_{10}$$

$$K = \frac{\sqrt{PF}}{\sum \sqrt{PF}}$$

式中：$|SCE_{10}|$ 为 *SCE* 10min 平均值的绝对值；L_{10} 为控制区的 *CPS*2 限值；*PF* 为对该发电机组的分配因子（响应速率/所有响应速率之和）。

$$SCPS2 = (t_q/t) \times 100\%$$

式中：t_q 为合格时间；t 为总的日历时间。

按照 NERC 的标准，要求 *SCPS*2 大于 90%。

6　应用实例

6.1　控制模式

华东电网由上海、江苏、浙江、安徽、福建和华东直接管辖直属的电网六部分组成。目前自动发电控制模式为：华东各省市电网为 TBC 模式，华东直属电网采用 FFC 模式。华东电网自动发电控制模式如图 9.3-18。

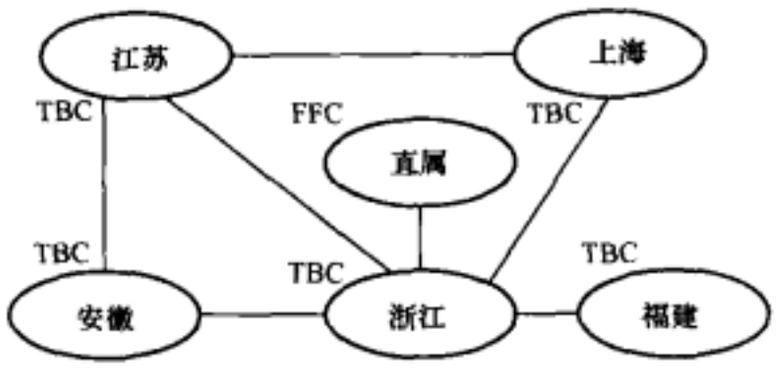


图 9.3-18　华东电网自动发电控制模式示意图

6.2　系统结构

电网自动发电控制系统的主控环节在调度端，执行机构在电厂。电网自动发电控制系统各个环节的关系及信息流程见图 9.3-19。

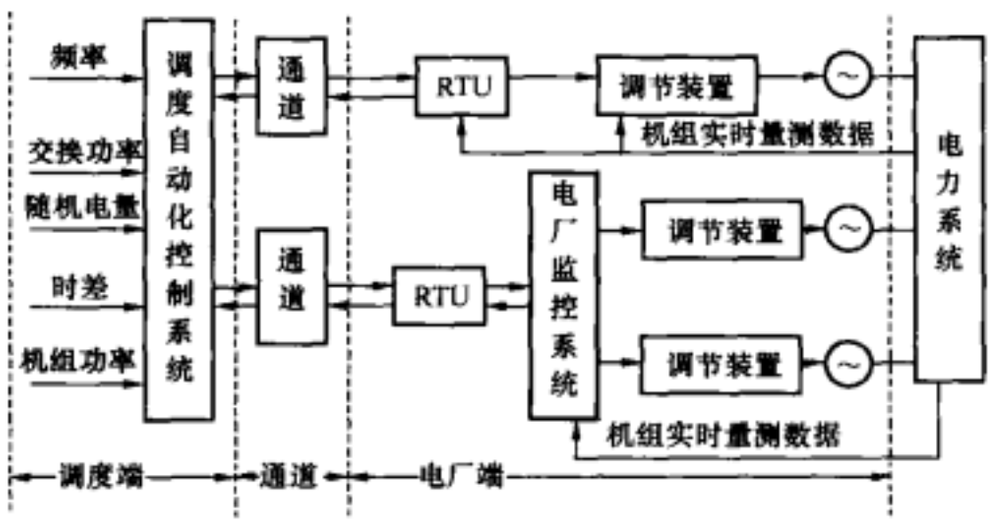


图 9.3-19　自动发电控制系统结构

6.3　调度端自动发电控制软件

华东电网调度中心端及各省市调度中心端的自动发电控制软件来自不同的开发商，自动发电控制软件通常称为实时发电控制应用，是整个能量管理系统的核心，主要功能有负荷频率控制（LFC）、经济调度（ED）、交易计划（TS）、机组计划（US）、备用监视（RM）和 AGC 性能监视（PM）。

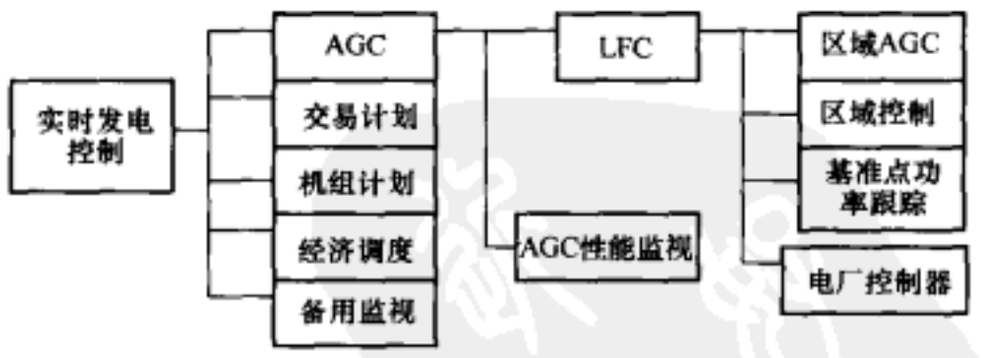


图 9.3-20　实时发电控制应用模块关系图

由图 9.3-20 可见，负荷频率控制（LFC）是实时发电控制应用的核心。LFC 包括区域 AGC 模块、区域控制模块、基准点跟踪模块和电厂控制器模块等四部分组成。图中的经济调度（ED）、交易计划（TS）和机组计划（US）属于三次调频的内容。

第 4 章 三 次 调 频

电力系统的三次调频，通常也称为电力系统有功功率经济分配，其实质是根据短期负荷预测或超短期负荷预测结果，按经济最优准则分配系统负荷组成中变化幅度最大、周期最长的分量负荷，控制各发电厂或发电机组按给定的发电负荷曲线发电。电力系统有功功率经济分配的主要内容分两个部分，即机组组合（UC）和经济调度（ED）。机组组合决定发电机组的启停，经济调度则是在运行机组之间应用等微增率原则或购电成本最小原则进行功率最优分配。

1 负荷预测

电力系统负荷预测从用电负荷的历史和现状出发，用科学的方法预测未来电力负荷的发展趋势和变化规律。负荷预测中的短期负荷预测和超短期负荷预测对 AGC 工作具有重要意义。

短期负荷预测用于预测未来一天到一周的负荷曲线，是安排电网日发电计划和省市联络线功率交换计划的依据，而计划安排准确与否直接影响电网 AGC 调节品质的好坏。如果负荷预测和实际一致，电网中绝大部分机组执行负荷预测安排的发电计划，实际上这些机组也等于参与自动发电控制，则正常情况下电网只需很少量的 AGC 机组调整就能保证电网频率和省市联络功率交换计划的质量。反之则需要大量的 AGC 机组参与调节。在电力市场条件下，由于电网需要对 AGC 机组的辅助服务进行一定的经济补偿，则负荷预测的准确与否直接影响到电网补偿 AGC 辅助服务的多少。

超短期负荷预测用于预测未来几分钟到数小时的负荷曲线，用于实时发电控制和实时市场交易。自动发电控制需要几分钟到十几分钟的负荷预测；安全约束调度需要几分钟到一小时的负荷预测；实时发电市场需要十分钟到数小时的负荷预测。

此外，电力系统负荷预测还分为系统负荷预测和母线负荷预测。系统负荷预测是指整个电力系统负荷的预测，母线负荷预测是指各个母线节点负荷的预测，母线负荷预测一般是根据系统负荷预测取得的某一时刻系统负荷值，根据不同的分配系数分配到各母线上，用于安全约束调度和发电计划的安全校核。

短期负荷预测和超短期负荷预测的相关内容详见其他篇章。

2 机组组合（UC）

UC 是在已知系统负荷预测、水电计划、交换计划、燃料计划、网损修正、机组状态的情况下，制订一段时间内发电机组的运行计划和起停计划，使系统发电和起停总费用最低。机组组合本质上是一个组合优化问题，理论上只要把考察的机组群所有可能的组合进行比较即能得到最佳的组合方式，但存在组合爆炸问题。此外，由于各种约束条件的存在，使得机组组合成为一个非常复杂的工程问题，求得最优解十分困难，在应用中一般采用快速而有效的实用算法。

机组组合问题可简化为：优化目标是在研究周期内总的发电和启停费用最小。约束条件是满足系统功率平衡和系统备用需求；满足机组发电上限、下限约束和机组最小开机、停机时间约束以及机组负荷调节速率限制约束。

2.1 机组起动费用模型

机组起动费用可用下式表示

$$E_s = [h_t + h_b\ (1-e^{-t/\tau})]\ \frac{C_f}{H_f} + F_{sm} \qquad (9.4\text{-}1)$$

式中：E_s 为起动费用；h_t 为汽轮机起动耗热量；h_b 为锅炉冷态起动耗热量；t 为锅炉停炉时间；τ 为锅炉自然冷却时间常数（停炉后热量损失 63%的小时数）；C_f 为单位燃料价格；H_f 为单位燃料发热量；F_{sm} 为起动分摊的维护费用。

2.2 机组发电费用模型

机组发电费用可用下式表示

$$E_0 = PC_f\ \frac{1}{\eta_b}\frac{1}{H_f}$$

式中：E_0 为机组在功率 P 时的单位时间发电费用；P 为机组发电功率；C_f 为单位燃料价格；H_f 为单位燃料发热量；η_b 为锅炉效率。

2.3 机组组合（UC）的目标函数

机组组合的目标函数为

$$\begin{aligned}\min E &= E_0 + E_s \\ &= \sum_{t=1}^{T}\sum_{m=1}^{M}[E_{m,t}(P_{m,t},S_{m,t}) + E_{s,m,t}(S_{m,t},S'_{m,t})]\end{aligned}$$

式中：E 为周期 T 内系统总费用；E_0 为周期 T 内系统发电总费用；E_s 为周期 T 内系统总起动费用；$P_{m,t}$ 为机组 m 时段 t 发电功率；$S_{m,t}$ 为机组 m 时段 t 的起停状态，值为 1 表示运行，0 则表示停机；$E_{m,t}$ 为机组 m 时段 t 的发电费用；$S'_{m,t}$ 为机组 m 到 t 时段累计停机时段数，0 表示机组前一时段在运行，大于 0 则表示机组已停运时段数；$E_{s,m,t}$ 为机组 m 时段 t 的起动费用。

2.4 机组组合（UC）的约束条件

（1）电力系统每个时段 t 的功率平衡

$$\sum P_{m,t} - P_{d,t} - P_{l,t} = 0$$

式中：$P_{m,t}$ 为机组 m 时段 t 的发电有功功率；$P_{d,t}$ 为时段 t 的系统用电负荷；$P_{l,t}$ 为时段 t 的系统有功网损。

（2）电力系统备用要求

$$\sum P_{\min,m,t} \leqslant P_{d,t} + P_{l,t} \leqslant \sum P_{\max,m,t} - P_{r,t}$$

式中：$P_{r,t}$ 为时段 t 的系统备用要求。

（3）机组功率限值

$$P_{\min,m,t} \leqslant P_{m,t} \leqslant P_{\max,m,t}$$

式中：$P_{\min,m,t}$ 为机组 m 时段 t 的有功功率下限；$P_{\max,m,t}$ 为机组 m 时段 t 的有功功率上限。

（4）机组最小开机和停机时间限值

2.5 机组组合（UC）算法

机组组合（UC）问题求解比较复杂，至今还没有绝对

严格的算法，但经过多年的研究，还是产生了不少满足实际运行的准最优算法，主要有优先级法、动态规划法和拉格郎日松弛法等。

2.5.1 优先级法

优先级法基本原理是根据机组实际运行统计的平均费用（包括平均发电费用和平均起动费用），由大到小排队，然后随着系统用电负荷的升降而起停机组，使平均费用低的机组多发电，从而使系统总的运行费用尽量降到最低。

优先级法解决机组组合问题的步骤如下：

（1）根据每台机组的平均运行费用，由小到大自下而上排列，将必须运行的机组排在最下面。

（2）自下而上累加计算系统的ΣP_{max}和ΣP_{min}。

（3）对应系统某一用电负荷水平自下而上比较ΣP_{max}和ΣP_{min}，找到刚好满足系统备用要求的一行，则该行及以下的机组应当开机，该行以上的机组应当停运。

优先级法计算量小，简单易懂，能够取得机组组合的大部分效益，但难以精确考虑机组随机时间变化的起动费用，且容易造成机组频繁起停。

2.5.2 动态规划（DP）法

动态规划法将机组组合问题看成按时间分段的多步决策过程，即将多时段问题分解成相互关联的一系列单时段问题，在整个周期范围内确定机组起停过程，以寻找各时段内机组状态的最优路径。

动态规划算法分为两大步骤：即正序造表和逆序查表。

（1）正序造表：

1）列出各时段机组的组合状态，按协调方程计算所有组合状态下的发电费用；

2）确定各时段各状态间的转移路径；

3）按时序计算所有状态的转移路径和累计运行费用。

（2）逆序查表。从最后时段开始，寻找全周期累计运行费用最低的状态，并根据它记录的路径找到前一时段的状态，继续查表，直至开始时段，这样就能得到最优的开停机路径。

当机组数目众多或考虑机组起动费用与停机时间有关时，动态规划法中穷举机组组合的状态数将产生组合爆炸问题，必须舍弃大部分状态数，但又不能丢失最优解。比较常见的办法是和优先级法相结合，即先用优先级法确定一个初始组合，再以此为中心在优先级表上向上下扩大一定的范围，形成一个带状的组合选择区，在此区内应用动态规划法确定机组的最优组合。带宽一般根据起动费用大小确定，起动费用大的机组应采用较大的带宽。

2.5.3 拉格郎日松弛（LR）法

拉格郎日松弛（LR）法被认为是尤其适合求解大规模机组组合问题而得到广泛应用，它采用拉格郎日乘子求解约束最优化问题，LR法将机组组合问题按机组分解成一个个子问题，每个子问题决定单个机组的开停计划，单独求解每一个子问题，并且不采用优先次序。子问题之间的联系仅仅是拉格郎日乘子，通过调整拉格郎日乘子确保满足约束条件。一般情况下采用该算法能使机组组合结果接近于近似最优解。

2.5.4 启发式算法（HA）

启发式算法（HA）是一种求得机组组合准最佳解的启发式反复法，它在决定机组组合时并不是一次性把所有的约束条件都考虑进去，而是先根据某种方法（如动态规划法）形成一个不含约束条件的初始解，然后从初始解出发，逐个满足各约束条件而向运行可能解修正，并按照根据利用率而确定的发电机起动有限优先顺序使此修正过程反复进行直到过程收敛。该方法具有灵活处理各种约束条件、计算快速且收敛性好以及算法简单易行等优点，是一种实用性较高的机组组合算法，尽管它不能保证得到最佳的机组组合方案。

启发式算法步骤如下：

（1）初始解的确定，用动态规划法按燃料费用（或购电费用）最小的原则形成一个初始机组组合解。

（2）优先顺序的确定，根据初始解计算出计划期间各台机组的利用率，并按此利用率确定各发电机组的起动优先顺序。

（3）运行备用约束的处理，对于初始解中不满足规定运行备用的时间段，按起动优先顺序使在该时间段处于停运状态的机组并网来满足备用约束。

（4）最小开机和停机时间的约束的处理，核对各发电机组的停机和运行时间，若不满足相应的约束，则修正机组组合解使其得到满足。

（5）收敛判断，计算包括起动费用在内的机组群运行费用，如其得到进一步改善则继续下一步，否则计算结束。

（6）更新优先顺序，用满足所有约束条件的机组组合解重新计算各发电机组的利用率，并按此新的利用率对其起动优先顺序进行更新，然后返回步骤（3）。

3 实时经济调度

3.1 发电成本特性

发电机组的燃料耗量F与发电有功功率P之间的关系是很复杂的。一般来说，F不仅与P有关，还与P的变化率有关。这里仅讨论机组输入输出的静态关系。这时，可将耗量特性表示为

$$F=F(P)$$

式中：P为发电有功功率，MW；F为燃料耗量，它可以用每小时消耗燃料的热量计算，kJ/h，也可以用所相当的标准煤吨数来计算，t标准煤/h或t/h。若以燃料成本作为燃料消耗量的度量，则F的单位为元/h，此时也称为发电机组的成本特性。

典型的火电机组耗量特性如图9.4-1实线所示形状，曲线上的起伏是由于汽轮机的几个调节汽门依次开启而形成的。一般地将发电机组耗量特性简化为一条二次曲线，如图9.4-1中虚线所示

$$F=aP^2+bP+c$$

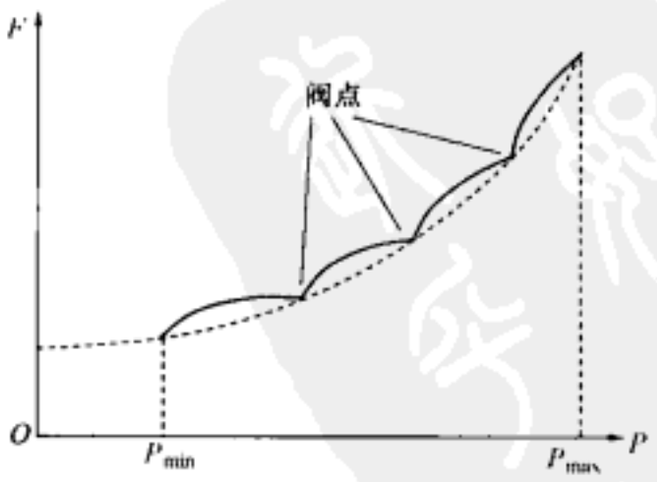


图9.4-1 发电机组耗量特性

火电机组耗量特性表征了功率输出与煤耗之间的关系。而要研究电力系统的经济运行，还需要火电机组的耗量微增率特性。耗量微增率特性表征的是dF/dP与P的关系，也就是功率增加一个单位时，煤耗的增加量。典型的耗量微增率特性如图9.4-2所示。

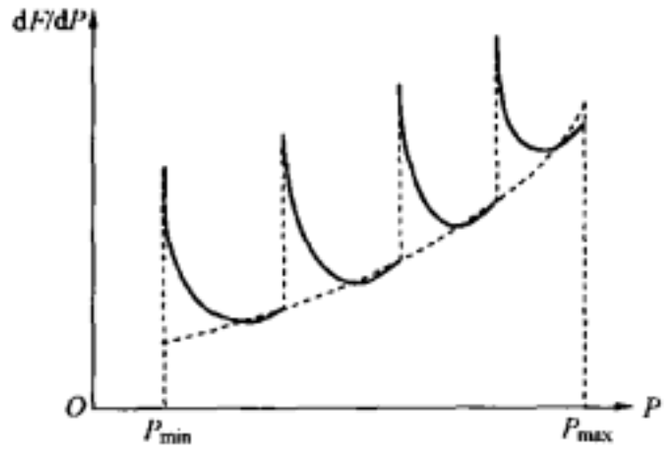


图 9.4-2 发电机组耗量微增率特性

3.2 火电厂厂内负荷经济分配的等微增率准则

3.2.1 等微增率准则

当火电厂有超过一台机组时，如何在这些机组之间分配火电厂的负荷功率成为一个问题。在 20 世纪 30 年代以前，这个问题一直是靠直觉的方法解决的。等微增率准则（Principle of Equal Incremental Production Costs）是 1934 年提出的负荷经济分配方法。

假设一个火电厂内有 G 台机组，总负荷有功功率为 D。第 i 台机组的耗量特性为

$$F_i = F_i\ (P_i) \tag{9.4-2}$$

负荷经济分配的目的是使全厂总燃料耗量为最小。即令函数

$$F = \sum_{i=1}^{G} F_i(P_i) \tag{9.4-3}$$

达到最小，同时发电机发电有功功率之和应满足负荷有功功率的需求，即

$$\sum_{i=1}^{G} P_i - D = 0 \tag{9.4-4}$$

这个问题从数学上来讲是在约束条件式（9.4-4）下求目标函数式（9.4-3）的极小值问题。用 Lagrange 乘子法求解此条件极值问题，可得到

$$\frac{dF_1}{dP_1} = \frac{dF_2}{dP_2} = \cdots = \frac{dF_G}{dP_G} = \lambda \tag{9.4-5}$$

这里$\frac{dF_i}{dP_i}$是机组的耗量微增率。

由此可见，让火电厂有功功率满足负荷需求的前提下，所有机组以同样的耗量微增率运行，就是火电厂的负荷经济分配的等微增率准则。

3.2.2 等微增率准则的物理意义

等微增率准则有其物理意义。假设在运行中，某电厂中有两台机组 i 和 j 的耗量微增率不等，并且$\frac{dF_i}{dP_i} > \frac{dF_j}{dP_j}$。则将机组 i 的有功功率减少很小量 ΔP，机组 j 的有功功率增加 ΔP，可以保持总输出不变，而总耗量变化为

$$\Delta F = \frac{dF_j}{dP_j} \cdot \Delta P - \frac{dF_i}{dP_i} \cdot \Delta P = \left(\frac{dF_j}{dP_j} - \frac{dF_i}{dP_i}\right) \cdot \Delta P < 0 \tag{9.4-6}$$

也就是说，通过降低耗量微增率大的机组的输出有功功率而增加耗量微增率小的机组的输出，可使总耗量减少，使负荷分配方案更为经济。

3.2.3 等微增率准则的应用

对于较小的电力系统，火电机组不在同一发电厂但电气距离比较近时，也可忽略网损或认为网损为与分配方案无关的常数，近似地使用等微增率准则进行系统负荷的经济分配。

根据不同负荷时火电厂功率经济分配的方案，可以生成火电厂的全厂耗量特性。所谓全厂耗量特性，就是把全厂所有机组等效为一台机组的耗量特性，它描述的是厂内 G 台机组经济运行时的总耗量 F 和总输出功率 P 的关系。全厂耗量特性可以作为电力系统经济调度的原始数据，在整个电力系统优化运行计算时使用，可以大幅减少计算量。

3.3 记及网损的经济调度模型和协调方程式法

3.3.1 协调方程式

随着电力工业的发展，电力系统规模越来越大，输电网经常跨越几百甚至上千千米。此时，输电网络的功率损耗不再是一个与负荷分配方案无关的常数。假设电力系统中 G 个火电厂的全厂耗量特性分别为

$$F_i = F_i\ (P_i) \quad i = 1, \cdots, G \tag{9.4-7}$$

并设输电网络有功功率损耗（网损）为 P_L，系统总负荷有功功率为 D，则记及网损的经济调度问题可表示为

$$\min F = \sum_{i=1}^{G} F_i(P_i) \tag{9.4-8}$$

$$\text{s. t.} \sum_{i=1}^{G} P_i - D - P_L = 0 \tag{9.4-9}$$

$$P_{imin} \leqslant P_i \leqslant P_{imax} \tag{9.4-10}$$

此优化模型也可以用 Lagrange 乘子法求解。于是可以得到考虑网损的极值条件为

$$\frac{dF_i}{dP_i} - \lambda\left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}\right) = 0 \quad i = 1, \cdots, G \tag{9.4-11}$$

及式（9.4-9）。

P_1，P_2，…，P_G，λ 共 $G+1$ 个变量，式（9.4-11）和式（9.4-9）构成了 $G+1$ 个方程式，正好可以解出这 $G+1$ 个变量。一般将式（9.4-11）和式（9.4-9）构成的方程组称为计及网损的经济调度的协调方程式。$\frac{\partial P_L}{\partial P_i}$称为网损微增率。

式（9.4-11）可写成

$$\frac{dF_i}{dP_i} \cdot \frac{1}{\left(1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_i}\right)} = \lambda \tag{9.4-12}$$

令 $PF_i = \dfrac{1}{\left(1 - \dfrac{\partial P_L}{\partial P_i}\right)}$，则式（9.4-12）可以展开成

$$\frac{dF_1}{dP_1} \cdot PF_1 = \frac{dF_2}{dP_2} \cdot PF_2 = \cdots = \frac{dF_G}{dP_G} \cdot PF_G = \lambda \tag{9.4-13}$$

计及网损的有功负荷经济分配的基本准则是各发电厂的耗量微增率乘以对应的 PF_i 后互相相等。一般将 PF_i 称为对发电厂 i 的网损罚因子（Penalty Factor），也称作网损修正系数。

3.3.2 算法

根据协调方程式法解算考虑网损的经济调度问题时，主要有两步：①计算网损微增率；②解协调方程式。

计算网损微增率的方法很多，包括 B 系数法、利用母线电压相角的方法和利用潮流计算中 Jacobi 矩阵的方法等。

解算协调方程式的方法有罚因子法、线性逼近法等。

3.4 安全约束经济调度

在传统的经济调度基础上，进一步考虑各种网络的安全

约束，包括：线路或断面的潮流安全极限等约束，将经济和安全综合考虑，即为安全约束经济调度。安全约束经济调度的模型较多，主要有：

3.4.1 线性规划模型

线性规划是研究在一组线性约束条件下，寻找目标函数的最大值或最小值的问题。该模型的研究较多，美国纽约调度中心和法国电力调度中心在20世纪80年代末期都使用了这种经济调度模型。该模型计算迅速、收敛可靠，便于处理各种约束，但缺点是优化的目标函数的精度低。

3.4.2 非线性规划模型

非线性规划模型处理在等式约束或不等式约束条件下优化目标函数，其中等式约束、不等式约束或目标函数至少有一个为非线性函数。非线性规划模型的求解有一阶梯度法和二阶梯度法。

一阶梯度法主要有简化梯度法、改进的简化梯度法和微分注入法；二阶梯度法包括海森矩阵法、牛顿法、内点法等。海森矩阵法直接使用目标函数的二阶导数矩阵，而牛顿法使用扩展目标函数所形成的海森矩阵。内点法是在20世纪90年代后兴起的一种方法，可以很方便地处理大规模的优化问题，因此得到了广泛的关注。

非线性规划模型的特点是精度比较高，但计算量相对较大，解算大规模问题时收敛特性不是很稳定。但牛顿法和内点法在这两方面突破很大，是目前发展较为成熟的方法。

3.4.3 二次规划模型

二次规划模型所优化的目标函数多为二次实函数，其约束为线性的等式、不等式。由于二次规划可以由泰勒展开转化为线性规划，因求解简单而近年来得到了人们的青睐。

3.4.4 动态规划模型

动态规划法把全过程化为一系列结构相似的子问题，每个子问题的变量个数大大减少，约束集合也简单，更利于得到全局最优解，并且可以利用经验提高求解的效率。其缺点是用数值方法进行求解时存在组合爆炸问题，也无法构造标准的数学模型。动态规划法可以用来较好地求解动态优化调度问题，也可以圆满地完成负荷经济分配任务。

4 经济调度的应用

4.1 短期经济调度（发电计划）

发电计划也称为短期经济调度，由机组组合和经济分配两部分组成。短期经济调度就是根据预先收集整理的发电机组、电网的各种参数资料，以及对电力系统负荷的预测，计算未来几天（主要是次日）的开停机计划，以及规定时间间隔（如15min）各运行发电机组的发电计划和联络线功率交换计划。计算目标是在满足系统安全和电能质量的条件下，整个时段电力系统的总运行成本（或费用）最低。

短期经济调度的优点是可以优化一天或几天内多种类型机组的发电计划，可以考虑负荷的峰谷变化。但是短期经济调度的缺点就是需要提前计算，负荷预测不准，不能使用实时网络模型，网络模型不精确，因此短期优化结果也比较粗糙，必须在实时运行中再次细化，保障安全。

4.2 实时在线调度

由于离线的经济调度是根据较长时间的负荷预测数据进行计算的，其预测结果不可能完全准确；且其安排的发电计划时间间隔也较长，一般为15min到1h，不能精确地反映负荷变化的实际情况；同时，电力系统的运行工况是瞬息万变的，发电机组的有功功率也会因种种原因偏离所安排的发电计划。因此，离线经济调度所作出的经济分配，在实际运行中可能变得不那么经济，需要不断地根据当前电力系统的实际运行工况，以及对下一个时间间隔（5～15min）负荷的预测，对发电机组的有功功率进行重新分配，以改善电力系统运行的经济性。由此可见，在线经济调度是对离线经济调度的补充和完善。

在线经济调度，也称为实时经济调度，是在系统运行中，对当前或稍后的某一时刻进行负荷经济分配。

在调度中心AGC控制软件中一般都包含实时经济调度功能，与AGC配合应用。经济调度每5min计算一次，并把经济调度结果设定为AGC机组的调节基值（Basepoint）。在AGC调节中，计算出的机组功率设定值（Setpoint）是在基值基础上增加一个调整量，机组都是围绕着基值附近调整的，当*ACE*为零时基值就作为设定值。但是经济调度与AGC配合的模式中也存在问题，因为AGC机组毕竟是少数，大部分机组都未投入AGC模式，而且AGC机组都在频繁地调整中，并不能按照经济调度的方案输出功率，经济调度的效果难以显现。因此，如果要真正实现经济调度，必须优化和控制所有机组。

5 最优潮流（OPF）

5.1 功能

OPF是同时考虑网络安全性和系统的经济性的一种实现电力系统优化的问题，它以数学规划为基本模式，可以处理大量的约束。OPF与经典的经济调度相比，不仅可以考虑更多的约束条件，并且其优化精度更高。而目前经典经济调度，除了发电机的有功功率约束外，只有部分方法能够处理线路安全约束，对最优潮流中的其他约束无法处理。

OPF具有多种多样的功能，它寻求一组控制变量的最优设定值，使得在这组控制变量的作用下，电力系统稳态运行的各个元件的安全运行约束和各种网络约束不违限，同时使一个预定的经济或安全目标达到最优。OPF问题随目标和约束的不同，可以有多种应用，这些应用可以为系统在不同安全等级要求下的有功调度和无功调度提供全面的静态最优解决方案。

OPF可以提供安全约束调度功能，在这种模式下，可以给出消除正常运行中或事故后的网络和发电设备运行越限的控制方案。包括基于预想事故分析的预防性控制和基于当前运行状态的校正性控制两种类型。

5.2 模型

从数学模型上来看，OPF属于一种大规模非线性规划问题。所谓“最优”，有两重含义：①满足所有约束条件，即所谓“可行性”要求；②使目标函数尽可能小（极小值问题）或尽可能大（极大值问题）。

OPF模型可以写成如下非线性规划标准型

$$\min f(u, x)$$

$$\text{s.t. } h(u, x) = 0$$

$$g(u, x) \leqslant 0$$

式中：u为控制变量；x为状态变量；h为潮流方程；g为不等式约束。

5.2.1 控制变量和状态变量

OPF的控制变量往往是与实际的物理控制设备相对应的；而其余的变量都由控制变量确定，称为状态变量。系统

的运行状态完全由控制变量和状态变量确定。

(1) 最常见的控制变量包括：

1) 有功功率 P_{Gi}，$i=1$，…，NPG，NPG 为有功电源总数。

2) 无功功率 Q_{Gi}，$i=1$，…，NQG，NQG 为无功电源总数。

3) 有载调压变压器变比 t_k，$k=1$，2，…，NT，NT 为可调变比总数。

4) 并联电容器组或电抗器组。

其中无功电源 Q_{Gi} 有时用电压 U_{Gi} 取代为控制变量。

(2) 最常见的状态变量包括：

1) 节点电压幅值 U_i，$i=1$，…，NB。

2) 节点电压相角 θ_i，$i=1$，…，NB。

其中若无功电源的电压 U_{Gi} 取为控制变量，则其相应的 Q_{Gi} 可视为状态变量；另外电压相角中有一参考相角 $\theta_s=0$，NB 为节点数。

5.2.2 目标函数

目标函数可以是任何一个有意义的标量函数。不同的目标函数可以按特定的应用目的来定义。最常见的目标函数有：

(1) 发电机运行费用极小化

$$\min f=\sum_{i=1}^{NPG} C_i(P_{Gi}) \tag{9.4-14}$$

(2) 有功网损极小化

$$\min f=P_{Loss}=\sum_{(i,j)\in NL}(P_{ij}+P_{ji}) \tag{9.4-15}$$

其中 NL 是支路集合。在网损极小化问题中，因为除平衡机外的其余发电机有功功率都是给定的，故式 (9.4-15) 也常用下面的目标函数来取代

$$\min f=P_{Gs} \tag{9.4-16}$$

式中：P_{Gs} 为平衡节点发电机的有功功率。

(3) 最小偏移目标函数

$$\min f=\sum W_i(S_i-S_i^{SP})^2 \tag{9.4-17}$$

式中：W_i 是加权因子；S_i^{SP} 是变量 S_i 的期望值。

最优潮流问题还有其他类型的目标函数，如控制设备调节量最小，弃负荷量最小等，无功规划中有时还以投资费用与运行费用之和最小为目标。

5.2.3 等式约束

OPF 的等式约束就是节点潮流方程

$$h(x)=\begin{cases}P_{Gi}-P_{Di}-U_i\sum_{j\in i}U_j(G_{ij}\cos\theta_{ij}+B_{ij}\sin\theta_{ij})=0\\ Q_{Gi}-Q_{Di}-U_i\sum_{j\in i}U_j(G_{ij}\sin\theta_{ij}-B_{ij}\cos\theta_{ij})=0\\ i=1,\cdots,NB\quad \theta_s=0\end{cases}$$

θ_s 是列矢量 θ 中的第 s 个分量。对于负荷节点，其对应的 P_{Gi} 和 Q_{Gi} 都置为零。

5.2.4 不等式约束

不等式有两类：①关于控制变量和状态变量的不等式约束，称为简单变量约束；②关于变量函数的不等式约束。

(1) 简单变量不等式约束有：

1) 有功电源功率上、下限

$$P_{Gimin}\leqslant P_{Gi}\leqslant P_{Gimax}\quad i=1,\cdots,NPG$$

2) 无功电源功率上、下限

$$Q_{Gimin}\leqslant Q_{Gi}\leqslant Q_{Gimax}\quad i=1,\cdots,NQG$$

3) 有载调压变压器变比上、下限

$$t_{kmin}\leqslant t_k\leqslant t_{kmax}\quad k=1,\cdots,NT$$

4) 节点电压幅值上、下限

$$U_{imin}\leqslant U_i\leqslant U_{imax}\quad i=1,\cdots,NB$$

(2) 常见的函数不等式约束包括：

1) 线路两端节点电压相角差限制

$$|\theta_i-\theta_j|\leqslant\theta_{ijmax}\quad (i,j)\in NL$$

2) 输电线路的电流或视在功率限制

$$\max(|I_{ij}|,|I_{ji}|)\leqslant I_{ijmax}\quad (i,j)\in NL$$

$$\max(|S_{ij}|,|S_{ji}|)\leqslant S_{ijmax}\quad (i,j)\in NL$$

3) 线路有功潮流限制

$$\max(|P_{ij}|,|P_{ji}|)\leqslant P_{ijmax}\quad (i,j)\in NL$$

4) 线路无功潮流限制

$$\max(|Q_{ij}|,|Q_{ji}|)\leqslant Q_{ijmax}\quad (i,j)\in NL$$

目标函数与约束条件的不同组合方式就构成了侧重点不同的最优潮流问题。

5.3 算法

求解大规模的 OPF 问题在数学上是一个困难，主要算法简介如下：

(1) 简化梯度算法 (RG)：这种算法建立在 Newton 法潮流计算基础之上，独立变量取系统的控制变量，用罚函数处理违界的函数不等式约束，用拉格朗日乘子方法判别是否已到边界。

(2) 线性规划类算法：应用最为广泛，尤其对于有功优化问题和安全校正类 OPF 问题，线性规划模型可以得到理想的结果。其中，采用带约束松弛技术的对偶单纯形法来求解的逐次线性规划 (SLP) 模型及算法是精度较高、效果较好一种。但是，当处理如有功网损最小等目标函数不可分的优化问题时，优化结果通常不甚理想。此外，采用基于单纯形法的求解时间随着问题规模呈指数上升。

(3) 二次规划类算法 (QP)：将目标函数用二次模型，而将约束线性化处理，其精度比线性规划高。可通过采用增广拉格朗日函数把原问题转化为一系列线性约束子问题进行求解。这些二次规划子问题利用了 Hessian 矩阵的稀疏性，并用拟牛顿法求解。它能处理各种目标函数，且在不同初始条件下均能得到正确解。

(4) 牛顿法：这种算法充分利用了电力网络的物理特征，开发了 Hessian 矩阵的导纳稀疏结构，把等式约束和起作用的函数不等式约束用 Lagrange 乘子引入到目标函数中，直接对拉格朗日函数的 Kuhn-Tucker 条件进行牛顿法迭代求解，而起作用的简单变量不等式约束用二次罚函数来处理。该算法运用了最先进的稀疏矢量技术和因子表部分再分解技术，极大地提高了识别起作用的不等式约束集的效率。而一旦正确的起作用约束集被识别出来之后，Newton 法就以二次速率收敛。在所有的 OPF 算法中，这一算法是收敛最快的。

(5) 交叉逼近算法：是我国学者独创的先进的 OPF 算法，它利用电力系统中普遍存在的有功分量和无功分量的弱耦合关系，根据凸对偶和部分对偶理论，将最优潮流问题降阶，解耦成有功和无功两个优化子问题，分别求解，通过交叉逼近解出最优解。为了使算法达到最佳的计算效率，根据

有功优化线性度较好的特点，为有功优化子问题设计了一套稀疏线性规划算法；根据无功电压非线性度强的特点，为无功优化子问题设计了一套稀疏增广拉格朗日函数二次逼近算法。充分利用稀疏矩阵和先进的稀疏矢量技术，计算效率相当高，达到了在线应用的水平。

（6）内点法：20世纪80年代以来，数学规划领域出现了内点法突破，这类算法对不等式约束的处理能力强，具有收敛可靠、超线性收敛、对问题规模不敏感等特点，使它成为目前最优秀的线性和非线性规划算法，在最优潮流中的应用受到了普遍关注。

第 5 章 有功安全校正控制与紧急控制

当电力系统发生扰动或者故障时，可能出现安全违限或者紧急状态，需要实施有功安全校正控制或者紧急控制，使电力系统恢复到正常安全的运行状态。

1 校正控制的数学模型和算法

电网运行时，有功潮流越限也称阻塞，需要对阻塞进行安全校正控制。

1.1 数学模型

一种实用的有功安全校正数学模型为

$$\min f(\Delta P)=\sum_{i\in NG}|\Delta P_i|$$

$$\text{s. t. } \sum\Delta P_i=0$$

$$\Delta L_k=S_k\Delta P\leqslant\Delta L_{k,\max}$$

$$\Delta P_{\min}\leqslant\Delta P\leqslant\Delta P_{\max}$$

式中：ΔP 为机组有功调整矢量；NG 是机组所在节点的集合；ΔL_k 是线路 k 的有功潮流变化；$\Delta P_{\min}$ 和 $\Delta P_{\max}$ 是机组的功率极限约束（包含爬坡速率约束）；$\Delta L_{k,\max}$ 是线路 k 的功率变化约束；S_k 是机组对线路 k 的灵敏度矢量。

目标函数为总调整功率最小，可看出有功安全校正的优化目标为安全性目标。该模型不仅可以消除一条线路的过载，也可以考虑断面过载。首先需要计算机组对断面的灵敏度。一般断面都是由几条线路构成，即

$$\Delta G=A\Delta L$$

式中：ΔG 是断面的传输功率；ΔL 是线路的传输功率；A 是断面—线路关联矩阵。

进而有

$$\Delta G=AS\Delta P$$

于是可以得到机组功率对断面潮流的灵敏度矩阵

$$S_G=AS$$

利用该矩阵 S_G，上述有功安全校正模型同样可以用来解除断面潮流过载。

1.2 算法

上述有功安全校正模型是一个线性规划模型，可以使用任何一种用于解算线性规划的数学优化算法进行求解。这里介绍一种实用的平衡调整法。这种算法没有收敛性问题，容易实现调整量最小的目标，并且计算快速，鲁棒性强，便于操作实施。

平衡调整法消除潮流越限的过程与人工调度的过程非常类似，其步骤如下：计算所有可以参加调节的机组对线路 k 的灵敏度，并按照灵敏度排序，生成可调机组排序表；从排序表中找到灵敏度最大和最小的机组 u 和 v，灵敏度最大的机组 u 下调，灵敏度最小的机组 v 上调。上调和下调的容量都不超过 5min 内的爬坡能力。如果机组 u 和 v 不能将越限调整为 0，则从可调机组中继续找下一台机组，直到越限完全被消除。如果所有机组都调节了，还不能消除越限，则说明需要切负荷才能消除越限。

如图 9.5-1 的有功安全校正流程中有两个退出点：一个是正常退出；一个是异常退出。异常退出时，所有机组的调整都不能消除阻塞，还可以给出报警信息以及未能消除的越限量，这些信息足够辅助调度员继续切除负荷。

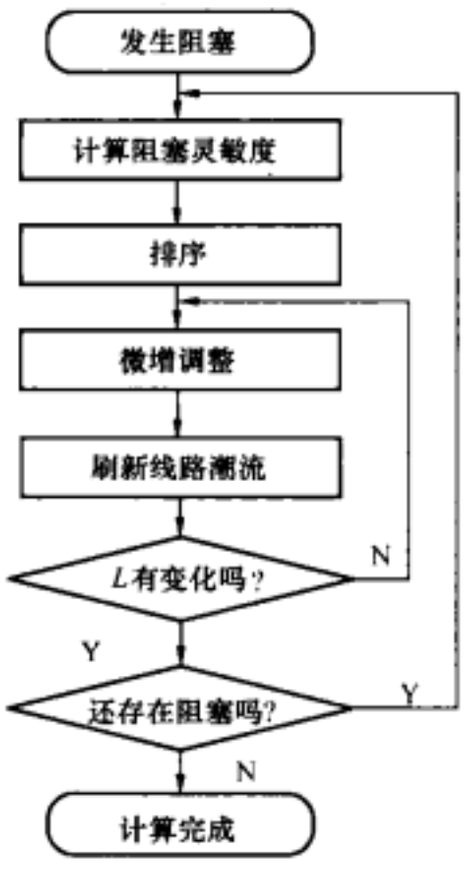


图 9.5-1 有功安全校正流程图

求解线性规划常用的单纯形法或内点法的计算过程也是迭代求解。不同之处在于，平衡调整法在迭代过程中的解并不是可行解，它是一种外点法。以调整量最小为目标的阻塞管理问题，相当于是要找离当前运行点（不可行解）最近的安全运行点（可行解）。而平衡调整法每次迭代都是在目标函数变化最小的前提下，以最快速度向可行域靠近。当到达可行域时，得到的解就是原问题的最优解。这种方法与传统方法对比，每次迭代的计算量非常小，实用性好。

1.3 应用实例

河南电网实时交易管理和调度系统负责有功的实时调度和控制。其中包含了有功安全校正模块，负责潮流越限校正控制。图 9.5-2 给出了河南电网实时交易管理和调度系统的总体逻辑。

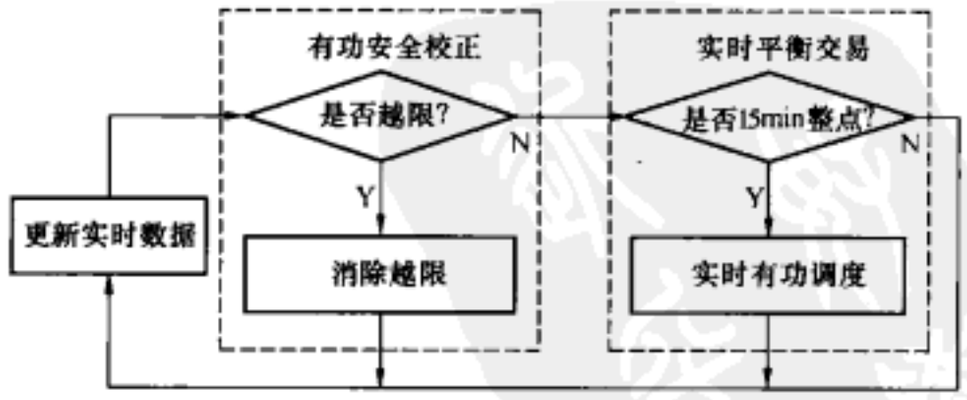


图 9.5-2 实时交易管理和调度系统的执行逻辑

河南电网实时交易管理和调度系统与 SCADA/EMS 实现了一体化，每 10s 采集一次遥测遥信数据。实时平衡交易是以 15min 为周期运行，有功安全校正是以事件触发的方式调用。当出现有功安全事件时，有功安全校正的响应时间小于 10s。二者相互配合，实现安全约束下的实时经济调度，体现了经济与安全的协调控制。图 9.5-3 给出了实时交易管理和调度系统的总体流程。

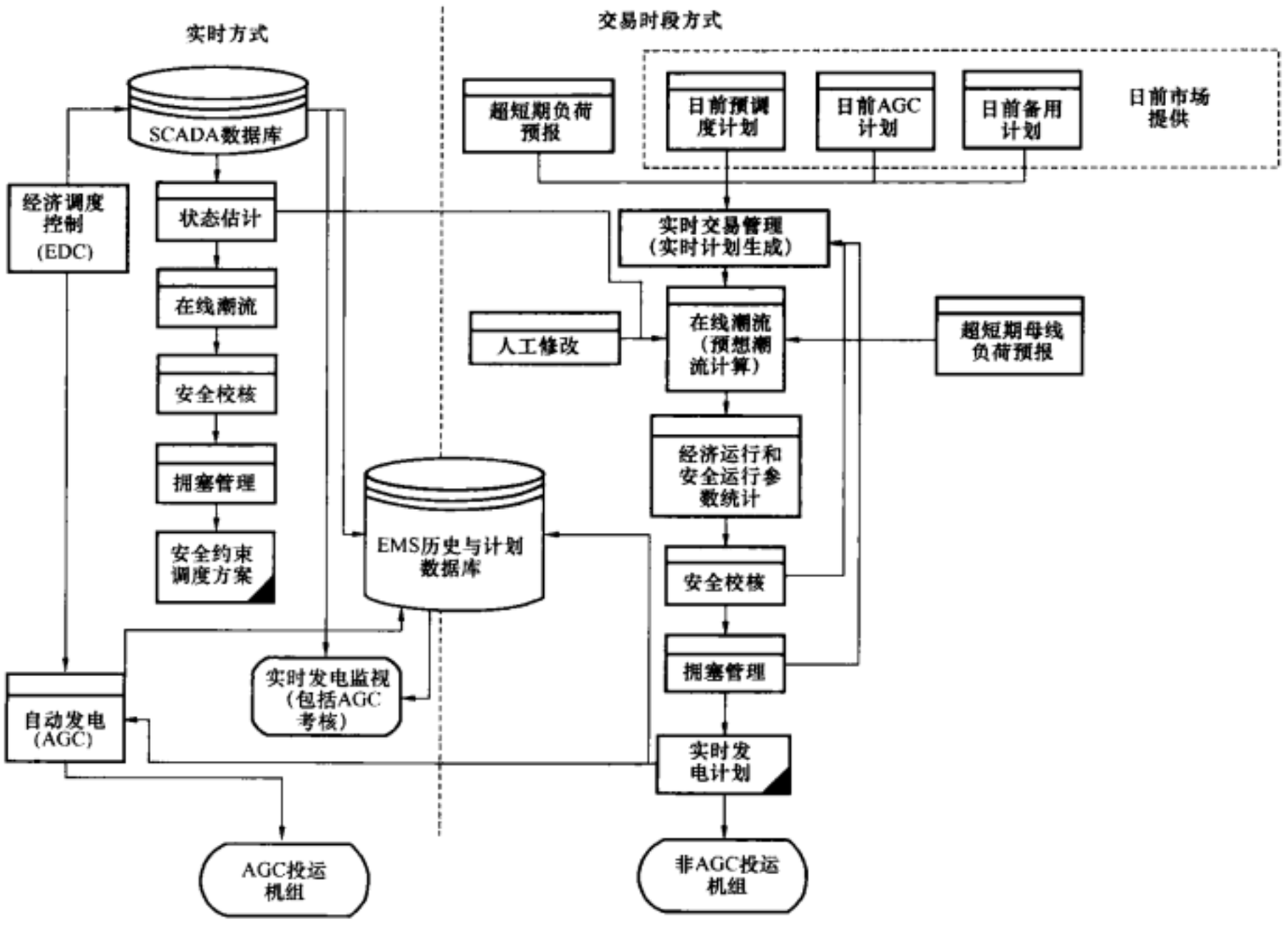


图 9.5-3　实时交易管理和调度系统的总体流程

2　低频减载、低频解列和高频切机

低频减载、低频解列和高频切机属于电网频率异常情况下的紧急控制，对保障频率稳定有重要价值。

2.1　低频减载

在电力系统事故情况下，当采取各种措施之后仍不能制止频率下降时，则由低频减载装置自动地切除一部分负荷来达到目的，这就是自动低频减载（UFLS），也称作自动低频减负荷。自动低频减负荷是一种不得已的措施，因此在满足频率要求的情况下，要尽量少切负荷。为此，大部分低频减负荷装置是分级动作的。依据测量到的频率值，低频减负荷装置按轮次分步骤地减掉负荷。一般在频率 49～48Hz 之间设置低频减载，不重要和不太重要的负荷先切除，比较重要的负荷后切除。

图 9.5-4 给出了自动低频减载的原理图。当电力系统出现事故时，如果功率缺额较小，且系统中有充足的旋转备用时，系统频率经过一小段时间的下降，随着旋转备用容量的启动，频率会恢复到额定值 f_0，如图中曲线 1 所示；如果发电备用等不能满足功率缺额时，频率持续下降，如图中曲线 2 所示；当频率下降到低频减载的第一级（轮）动作频率 f_1 时，低频减载装置动作，自动切除一部分不重要的负荷，以使频率回到允许范围；如果切除的负荷正好等于功率缺额，则频率就会恢复到额定值 f_0，如图中曲线 3 所示；如果低频减载装置切除的负荷较少，频率有可能继续下降，如中曲线 4 所示；当频率下降到低频减载第二轮的动作频率 f_2 时，低频减载装置动作，再切除一部分负荷；如果切除负荷还是不够，频率一直下降，低频减载就一直切负荷，直到系统频率恢复或低频减载所有轮次都动作完为止。

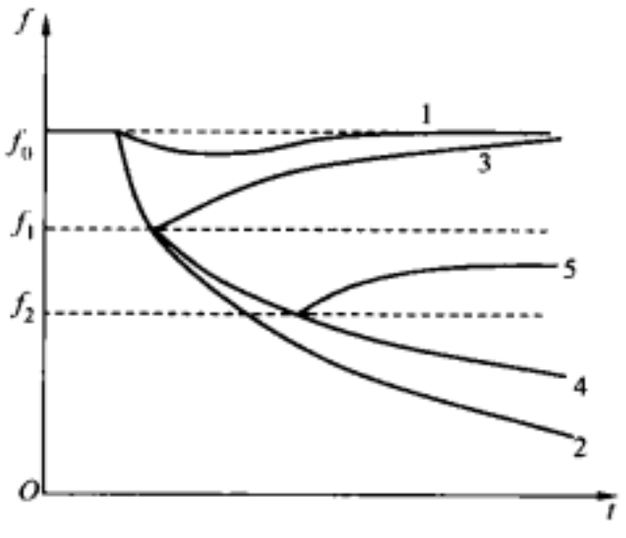


图 9.5-4　自动低频减载原理图

如果某一轮次切除负荷量比较大，频率可能不再下降了，但是频率还恢复不到允许值，如图中曲线 5 所示。出现这样的情况也是系统不能允许的。为此低频减载装置中一般设有特殊级，出现上述情况时特殊级动作，使系统频率恢复到允许范围。与特殊级相对应，前面介绍的各级为基本级，特殊级也称为后备级。

例如，华北电网设计的低频减载方案共分 8 个轮次，其中 7 级为基本级，一级为特殊级（后备级）。第一级的起动频率为 49.25Hz，以后每一级的级差为 0.5Hz。第一级切除负荷 4%，以后每一级都切除 3%。

2.2　低频解列

当电力系统发生事故后，系统频率降低至威胁火电厂厂用系统的正常运行且不能迅速恢复时，火电厂首先应该将汽动厂用设备投入，如功率仍不足时，应采取解列少数机组的方式，将厂用电系统和电力系统分离开来。

发电厂低频解列发电机保厂用电的方案制定时，应考虑以下因素：

（1）有专供厂用的发电机的，可以将发电机连同厂用电母线一起从系统解列。

（2）发电机电压母线上有用户时，则解列一台或数台发电机带厂用电和部分用户负荷，但选择该部分用户时，应使解列的发电机能带稳定的功率运行。

（3）发电机—变压器单元接线的发电厂，则只能解列一个单元，一个或两个厂用分支线。这时厂用分支线上的设备

可能要产生较长时间的过负荷。应停掉暂时不影响发电厂继续运行的厂用设备，如原煤斗中有足够存煤时的上煤设备，煤粉仓有足够煤粉的磨煤系统，汽动给水泵已能满足锅炉供水时的电动给水泵等。此时，对于没有解列的厂用电应做好监视工作。

（4）当频率严重降低或由于机组本身的原因至濒临机组全停的危险时，应立即减负荷将机组连同由它供电的厂用电和用户负荷一起自系统解列，尽量防止全停。现场规程中应明确规定解列时蒸汽及给水的压力温度、真空等参数的数值。

2.3 高频切机

随着系统容量的增大，单机容量也越来越大，但系统稳定性的问题愈发突出，高频切机自动装置孕育而生。当系统频率过高，危及发电机设备的运行安全时，由高频切机装置自动将发电机从系统中切除，详见安全自动装置相关篇章。

第 6 章　电力市场中的有功频率控制

20 世纪 90 年代以来，电力工业的市场化改革浪潮席卷全球，在电力市场运营的环境中，AGC 调节作为辅助服务的一种形式，成为电力市场中进行交易的商品。

与电力系统有功频率控制与自动发电控制（AGC）直接相关的辅助服务，包括 AGC 辅助服务和备用辅助服务。

1　辅助服务概述

电力市场按照交易商品的类型可以分为电能交易市场、辅助服务市场、输电权市场。电能是电力市场交易的主商品，也是电力企业提供给用户的主服务。其他为完成电能输送或为了保证电力系统安全和供电质量所提供的服务，被称为辅助服务。一般来说辅助服务包括 AGC、备用、无功、黑起动等。其中，与有功频率控制相关的辅助服务主要是 AGC 辅助服务和备用辅助服务。由于备用和 AGC 两种商品最终都会以电力的方式提供，因此备用和 AGC 辅助服务市场与电能交易市场息息相关。

AGC 辅助服务就是为了实时运行中保证发电与负荷时时平衡所需要发电企业提供的服务。一般来说 AGC 辅助服务的提供方式都是由调度机构实时计算负荷的不平衡量并对提供服务的发电机进行控制，控制周期一般在几秒到几十秒。

电力系统备用是在电力系统发生故障等特殊情况下可以快速起动的发电容量。电力市场环境下，为了提高发电企业提供备用的积极性，补偿因提供备用容量而导致的电量损失，必须设立备用辅助服务。备用辅助服务的提供方式一般是在发生故障时，调度机构要求发电企业快速投入，并在一段时间后（如 30min）恢复。

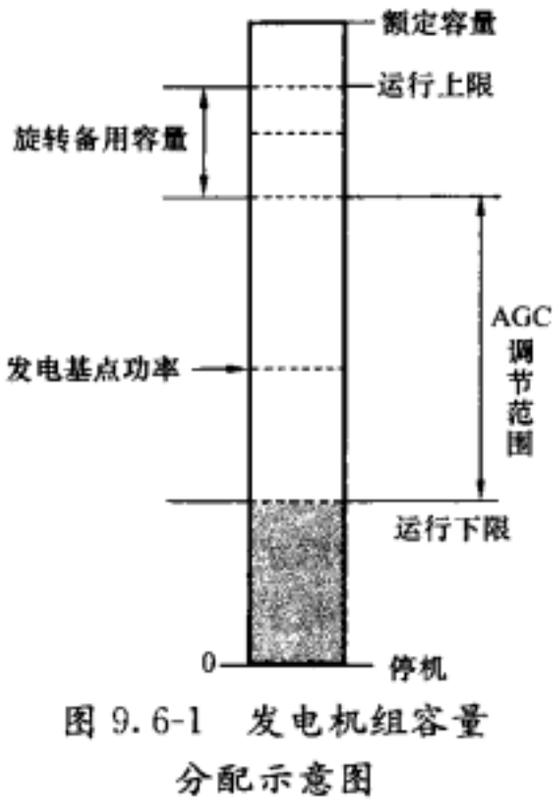


图 9.6-1　发电机组容量分配示意图

AGC 辅助服务与备用辅助服务都是为了电力系统的有功频率控制而设立的，两者之间既有联系又有区别。调节服务是在 AGC 的控制下，连续地使发电功率与负荷变化相平衡；而旋转备用是在系统故障之后，方才用于发电与负荷之间的平衡。图 9.6-1 表示一种典型的发电机组容量的分配方法。AGC 服务必须与备用容量分别提供，因此 AGC 调节容量不能与备用容量重叠。

2　AGC 辅助服务市场

电力系统中电能的生产和消费必须时时刻刻都平衡。当发电有功功率和负荷出现差额时，控制区就要通过 AGC 系统实时调整发电来适应负荷。对 AGC 进行奖惩、提高发电公司参与二次调频的积极性、建立 AGC 辅助服务市场，也是电网市场化运行的必要。

AGC 辅助服务市场要求 AGC 能够连续自动地响应调度员的指令、动态地平衡控制区内的电力供应与需求、满足有关电力系统的技术标准。

2.1　AGC 服务指标

AGC 不具有同质性。也就是说，不同电厂提供 AGC 服务的质量是不同的。作为二次调频的 AGC 服务主要提供的是调整，也就是功率变化的能力，一般并不关心 AGC 服务中功率的绝对值。用于评价 AGC 服务质量的参数是：

（1）容量：或者称为调整范围。当考虑 AGC 机组的调整能力时，AGC 调整上限或者下限的绝对数值并不重要，重要的是它们之间的差。这个差决定了 AGC 机组能够校正多大的功率偏差。AGC 的可调容量指标可以认为表征了购买 AGC 的数量。

（2）调节速率：速率是 AGC 机组的另一个重要参数。当 AGC 机组有足够的容量时，跟踪负荷突变的能力主要就体现在速率上。所以 AGC 调整速率是表征了 AGC 服务质量的重要指标。

（3）调节精度：有了 AGC 调节容量和调节速率，还需要了解的一个指标是调节精度，这也是一个质量指标。调节精度即可以在服务购买合同中明确规定，也可以制定统一的标准作为市场准入条件，满足此标准之后才准许进入市场中交易。

2.2　AGC 市场交易模式

各种辅助服务的作用是保障电力系统的安全稳定优质运行。有功频率控制的市场模式主要有几种：AGC 年度市场、日前 AGC 现货市场和双边市场。

AGC 年度市场是从无偿辅助服务向辅助服务现货交易的一种过渡，是一种无竞争有偿辅助服务的模式。一般来说，每年电网公司挑选几个调频电厂，与其签订 AGC 辅助服务合同，这些电厂在这一年中都要参与 AGC 调频，电网公司给予一定的经济补偿。这种方式由于不能精确评价各个调频电厂的辅助服务贡献，因此一般给予的报酬也比较少。一般都是发电侧电力市场的初期，发电公司和输电公司刚刚分开时采用这种 AGC 交易模式，完善的电力市场不会采取这种模式。

日前 AGC 现货市场是发电侧电力市场中通常采用的交易模式。电网公司每天安排后一天的发电计划，并根据峰谷时段分别确定系统调频容量的总需求量，然后在 AGC 市场中进行购买，被购买的发电机组在后一天的运行中就要参与 AGC 调频。AGC 辅助服务交易可以在日前电能市场交易之前或之后，也可以同时。如果 AGC 辅助服务市场在日前电能市场之前，则发电公司先申报 AGC 辅助服务数据，包括调整范围、调整速率和电量价格等，电网公司择优购买。中标的 AGC 机组如果还有剩余容量，可以再参加日前电能市场的交易。如果 AGC 辅助服务市场在日前电能市场之后，则在日前电能市场中未中标的机组以及中标后还有剩余容量

的机组，可以参加 AGC 辅助服务市场的交易。这两种方式中都是电能交易和 AGC 交易分开，后面的市场中参与者数量少、市场力增加，容易造成参与者操控价格的情况。因此，有些电力市场中采用了电能和 AGC，以及备用等联合交易的模式。这种模式比较复杂，电厂同时申报电能价格、AGC 服务价格和备用价格，经过联合优化后，可能会在某一个市场中中标，也可能同时中标。

在双边开放的电力市场中，电力用户可以直接向发电公司购买电能。但是，电力用户在用电过程中会出现负荷波动，因此用户或者购买电网公司提供的调频服务，或者直接向发电公司购买负荷跟踪服务（也称负荷匹配服务）。提供负荷跟踪服务需要发电厂能够实时采集用户的负荷，这既可以通过双方架设通信通道、实施数据传送来实现，也可以由电网公司转发。显然，这种负荷跟踪服务的模式相当复杂，目前还没有任何国家的电力市场采用这种模式。

2.3 AGC 辅助服务市场实例

在成熟的美国新英格兰电力市场中，电力市场监管机构要求建立辅助服务分类计价的电力市场，这使得 AGC 辅助服务竞争出价和电能竞价一样重要。AGC 辅助服务调度相应地和电能调度一样，由调度机构安排，AGC 辅助服务和电能一样要求采用竞价方式进行调用前定价。

2.3.1 AGC 市场投标的基本要求

（1）投标必须在每日交易的截止期限之前提交，以便在下一个调度周期加以实施。

（2）市场参与者提供的 AGC 服务投标，按“$/每个调节 h”，即“$/Reg-h”计算。

（3）AGC 投标按计划调度周期（h）进行。

（4）要求每台机组必须进行单独的 AGC 服务投标，每台机组的 AGC 投标最多可以有 4 个调整范围，每个范围均包括自动调整的上限（AHL）、下限（ALL）及自动响应速率。

（5）最小调节范围要求在 10MW 以上才能参与 AGC 服务。

此外，经新英格兰地区市场运营委员会认可，在新英格兰控制区域以外，有条件的机组也可提供 AGC 服务。

2.3.2 投标的确认与成本分析

AGC 投标的确认与计算是在调度过程中进行的，共分三步完成：

第一步：确定没有参与 AGC 市场但却要被调度的机组的位置；

第二步：确认为维持调节边界而被逆序开机或调停的机组，并在仿真约束条件下计算该机组的运行成本和应得的补偿；

第三步：按 AGC 服务提供者的总成本由小到大进行排队。

首先，ISO 的 EMS 系统每 5min 执行一次模拟调度，用以确定各机组的模拟调度期望运行点（下称 *DDP*）和实时边际电价（下称 *RTMP*）。模拟调度没有考虑 AGC 的约束限制（如备用和 AGC 的要求均为松弛条件），它为参与电能市场的各机组计算出一个期望的功率水平。其次是模拟附加成本，这项费用是由于机组在模拟调度运行点上被逆序开机或调停引起的。对具有多段投标范围的机组（每段容量至少 10MW），其在每一调整范围内的调节容量和模拟调度成本可按以下步骤计算：

2.3.2.1 计算 AGC 的调节能力

用 Reg 表示，它对合格机组的各个调节范围都有效

$$Regs = K \times 10\text{min 响应} + (1-K) \times 60\text{min 响应}$$

式中，10min 响应＝Min［10 倍的自动响应速率，（调整上限 *AHL*－调整下限 *ALL*）］＝两者中的较小值。

60min 响应＝Min［60 倍的自动响应速率，（调整上限 *AHL*－调整下限 *ALL*）］＝两者中的较小值

K 为可调系数，可以衡量 10min 和 60min 的综合响应情况，目前取值为 0.8。

2.3.2.2 计算 AGC 机会成本的补偿

AGC 的机会成本是指发电机在 *DDP* 以下被迫停机而给予的补偿，补偿费计算如下：①如果模拟调度机组的 *DDP* 在调节范围之内或以下，则机会成本为 0；②如果模拟调度机组的 *DDP* 在调节范围之上，则需补偿的机会成本（下称 *LOP*）为

$$LOP = (DDP - AHL) \times (RTMP - DDP \text{ 与 } AHL \text{ 之间的 MW 投标价})$$

2.3.2.3 计算模拟调度附加费用

该费用是对为提供 AGC 而逆序开机的补偿，仅在模拟调度运行点低于实际调节范围时有效，计算公式为

$$Uplift = (ALL - \text{模拟调度 } DDP) \times (ALL \text{ 和 } DDP \text{ 之间的电能投标价} - \text{模拟调度 } RTMP)$$

2.3.2.4 计算预期罚款

预期罚款适用于所有在调节范围内电能投标价格发生过变动的机组。如改变了运行点，无论是向上还是向下，只要超过 5 倍的自动调节速率都会使机组进入不同的投标运行区间。预期罚款值为

$$\text{罚款} = \text{差价} \times (5 \times \text{自动响应速率})$$

当模拟调度运行点在±5 倍自动调节速率范围以内时，差价设定为 0。同时，将上调和下调运行点的预期罚款的较大值作为 AGC 投标时成本排队的依据。

2.3.2.5 计算 AGC 投标的排序成本

AGC 投标的排序成本以“$/Reg-h”为量纲，其计算如下

（模拟调度的 AGC 费用＋模拟调度的 AGC 的机会成本＋模拟调度的附加费＋预期罚款）÷有效的 *Regs*

式中模拟调度的 AGC 费用＝（AGC 投标价×有效的 *Regs*）＋评估的 AGC 服务费用。

2.3.2.6 按成本递增顺序排列调节范围

应注意：①在计算 AGC 排序成本时，某台机组如果因功率限制而没被指定执行实时调度，则其排序成本中除只有模拟调度 AGC 费用外，其他各项费用均为零；②对于功率限制而没被指定做实时调度的机组，如果其运行点在调节范围之外，将被视为不能提供 AGC 服务。

2.3.3 AGC 辅助服务市场清算价格的确定

AGC 清算价格（$/Reg-h）用来确定每个交易周期中提供 AGC 服务的机组的补偿费用。AGC 清算价格的计算方法：

（1）每 5min 按机组提供 AGC 服务的投标价（$/Reg-h），由低到高排列一次，得到边际价格。

（2）本交易时段（1h）过后，取上述每 5min 边际价格的时间加权平均值作为 AGC 的市场清算价格。

AGC 服务每个交易周期（1h）结算一次。结算步骤如下：

2.3.3.1 参与者的结算量

参与者的 AGC 服务的结算量包括两部分：

（1）参与者每时所分配的结算量若未特别指定，可按区

域内 AGC 需量乘以参与者所承担的电力负荷的百分数加以确定。如果机组被指定为进相运行，则不计算其造成的电能消耗。

（2）根据合同约定承担另一参与者的全部或部分调整量时，其结算量的分配应做相应的修改。

2.3.3.2　付给 AGC 出售者的费用

按提供 AGC 服务的每台机组分别付费。指定机组将得到三方面的收益：AGC 计时费、服务费和机会费用。分别计算如下：

（1）AGC 计时费：本时段执行 AGC 的时间(min)/60×Regs×AGC 清算价。

（2）AGC 服务费：本时段提供 AGC 服务的兆瓦数×AGC 清算价×Q，式中，Q 为 AGC 服务每个调节 h 价（$/Reg-h）换算成兆瓦电价的转换系数，目前为 0.4。

（3）AGC 的机会费用：结算用的 AGC 机会费用是每 5minAGC 机会费用的时间加权平均值，如下所述：

1）在 *RTMP* 确定后，安排一次额外的模拟调度，此时忽略参加 AGC 的机组的上、下调节限制，并为每台机组提供一个模拟调度 *DDP*。

2）若模拟调度 *DDP* 比实际调度点高时，则按以下公式计算

AGC 的损失风险(MW)＝模拟调度 *DDP*－基于 *RTMP* 的 *DDP*

AGC 的机会费用＝(*RTMP*－AGC 损失风险的电能投标价格)×AGC 的损失风险(MW)

3）如果机组的模拟调度 *DDP* 等于或低于在实际电能市场中的运行点，则 AGC 的机会费用为 0。

4）如果机组已达运行极限，不具备实时调度资格，则其 AGC 机会费用将为 0。

2.3.3.3　向 AGC 购买者收取的费用

在 AGC 市场中，向 AGC 购买者收取的费用为以下两项之和：

（1）给 AGC 出售者总费用的分摊额：付给 AGC 出售者的总费用×购买者本时段的 AGC 结算量/所有参与者总的 AGC 结算量。

（2）所有附加费的分摊：由地区市场运营委员会确定额外的附加费以及与 AGC 市场有关的费用。

2.3.3.4　确定所有参与者的总收入与总支出

此项不包括与市场有关的费用，从 AGC 购买者收取的总费用必须等于支付给 AGC 出售者的总费用。

3　备用市场

电力系统安全可靠运行要求系统在经受扰动时，如发电机随机停运、负荷波动、线路故障等，尽快地重建发电与负荷的平衡，不发生连锁的事故甚至大面积停电。为了达到这一要求，电力系统中就必须保持足够的运行备用。

在国外成熟的电力市场中，备用辅助服务市场是通过建立公平竞争的市场，运用价格信号，引导系统具备适当备用能力。备用市场采用事先竞价方式，对具备备用能力的机组支付基于市场出清价的容量费用。容量费用指发电机向电力市场提供备用容量而获得的收益，机会成本也就是从电能市场中的损失赢利与备用市场中得到补偿费用的差额。

3.1　备用服务的市场模型

备用辅助服务作为一种商品，首先要对其特性进行界定。一般来说，较短时间内能够投入运行并能坚持运行一段时间的发电容量称为备用。传统的电力系统运行方式下，备用分为旋转备用、非旋转备用等几类。在电力市场中，备用的概念被泛化和扩充，只要是能够提供短时间有功功率支持服务的都可以称为备用，不仅包含发电机提供的备用服务，有些负荷侧管理的手段也成为了备用。

在电力市场中来看，备用的主要参数有几种：

（1）备用容量：即能够投入的电力功率。这是表征备用这种商品的数量的指标。

（2）投入时间：从调度备用容量到备用容量完全投入运行的时间。

（3）持续时间：备用容量投入运行后，过一段时间需要再退出运行，恢复电力系统的正常运行状态，保持备用容量的储备，以防其他异常事件的发生。

有了备用辅助服务的参数指标，还需要确定备用的价格。备用辅助服务要按照容量费和电量费分别结算：容量费用来补偿发电机组为了维持发电调整能力而造成的成本；电量费在备用被使用后才支付。备用辅助服务是一种容量商品，在备用市场交易中一般都是按照容量价格来交易。但是在电力系统运行中，备用一旦投入，就产生了电量费用。因此，电力市场规则中还需要对备用电量的结算价格进行规定，比如使用边际电价对备用电量进行结算。

3.2　备用市场实例

目前，较成功的美国新英格兰备用市场，运行备用是 ISO 根据市场运作规则确定并经地区市场运作委员会核准的，当发生偶然事故时能够提供有效的电能以满足紧急情况的需要。包含 10min 旋转备用（TMSR）、10min 非旋转备用（TMNSR）和 30min 运行备用（TMOR）3 项内容。

市场参与者是指备用容量的提供方和需求方，如发电厂和电力用户。对用户而言，兼有提供方和需求方的双重角色。当某用户提供备用服务时，它就成为供方。虽然备用是为全系统服务的，但费用往往是从用户方收取，因此用户又是备用容量的购买者，即需方。

市场参与者提供的投标内容和基本要求如下：

（1）投标的信息包括投标容量（MW）和相应的价格（$/MW）。

（2）投标必须在每日交易的最终期限（14：00）之前完成。

（3）有能力提供 TMSR 服务，但没有被 ISO 采纳的资源，可以参加 TMNSR 投标。

（4）有能力提供 TMSR 和 TMNSR 服务，但没有被 ISO 采纳的资源，可以参加 TMOR 投标。

此外，对新英格兰控制区以外的运行备用资源，在今后制定好适当的规则并经该地区市场运作委员会同意后也可参加投标。

3.2.1　运行备用的投标评价和费用分析

3.2.1.1　TMSR

TMSR 的投标是从两方面来评价的，即 TMSR 的投标价和仿真的 TMSR 机会损失费用。为决定仿真的期望调度点（*DDP*）和仿真的实时边际电能电价（RTMP），在不考虑备用要求的情况下，系统的决策程序执行 1 次带响应速率约束的经济调度。这种经济调度的结果可用来仿真，能提供 TMSR 服务的潜在资源的机会损失成本。

ISO 的能量管理系统（EMS）将周期性地指定提供 TMSR 的资源。被指定提供 TMSR 服务的过程如下：

（1）TMSR 容量的确定：决策程序每执行 1 次，各可用

机组潜在的 TMSR 就可以计算出来，其值为 10 倍的标准响应速率，约束范围为运行上限（HOL）与运行下限（LOL）之间。对于在线调度的负荷来说，其潜在的 TMSR 是实际负荷与计划负荷之差。

（2）TMSR 的机会损失费用的计算：如果机组仿真的 *DDP* 不高于规定的值（该值为 HOL 与潜在的 TMSR 容量之差），那么仿真的 TMSR 机会损失费用为 0；否则该时段仿真的 TMSR 机会损失费用（$/h）将不为 0，其计算式为

仿真的 TMSR 机会损失费用＝仿真的 TMSR 机会损失容量（MW）×（仿真的 RTMP－电能投标价）

其中，仿真的 TMSR 机会损失容量＝仿真的 *DDP*－（HOL－潜在的 TMSR 容量）。对于在线调度的负荷，其 TMSR 机会损失费用设定为 0。

（3）仿真的 TMSR 成本和容量价格的计算

该时段仿真的 TMSR 成本为

仿真的 TMSR 成本＝仿真的 TMSR 机会损失费用＋（TMSR 投标价×潜在的 TMSR 容量）

那么仿真的 TMSR 容量价格（$/MW）为

仿真的 TMSR 容量价格＝仿真的 TMSR 成本/潜在的有效 TMSR 容量

该成本可用于线性规划以获得 TMSR 需求量以及对 TMSR 的优化分配。

ISO 根据仿真的 TMSR 容量价格由低到高排定提供 10min 旋转备用服务的优先次序。

3.2.1.2 TMNSR

TMNSR 的投标评价过程如下：

（1）每个预调度周期内，ISO 的 EMS 定时计算 NEPOOL 区域内的 TMNSR 需要。

（2）每 5min 计算 1 次各个备用资源的有效 TMNSR 容量。

（3）ISO 按投标价（$/MW）由低到高对每份投标进行排列，并选择出价位较低的 TMNSR 来满足市场需求。

决策程序将确定出 TMSR 市场中多余的 TMSR，ISO 将及时发布该信息，以便其能参与 TMNSR 市场的竞争。

3.2.1.3 TMOR

TMOR 的投标是评价过程如下：

（1）每个预调度周期内，ISO 的 EMS 定时计算 NEPOOL 区域内的 TMOR 需量。

（2）每 5min 计算 1 次各个备用资源的有效 TMOR 容量。

（3）ISO 按投标价由低到高对每份投标进行排列，并选择出价位较低的 TMOR 来满足市场需求。

（4）决策程序将确定出市场中多余的 TMSR 和 TMSNR，ISO 将及时发布该信息，以便其能参与 TMOR 市场的竞争，最先的 10min 内有效的容量段，取 TMSR、TMNSR 和 TMOR 三者的最小者；在 10～30min 内有效的容量段，取 TMOR 的投标价。

当出现多个具有同样 TMSR、TMNSR 和 TMOR 容量价格（$/MW）的参与者，但系统不需要这么多容量时，优先权为具有最低电能投标价者最先考虑，具有较大的可用备用容量者次之。

决策程序能自动地安排提供各种运行备用服务资源的组合。由于系统运行条件的变化，在一个时段内被指定的备用资源的组合可能跟着变化。但无论如何，只有被指定的备用服务才有补偿。

3.2.2 市场清算和服务结算

3.2.2.1 TMSR 市场清算价的确定

TMSR 的机会损失价（$/MW）为

TMSR 的机会损失价＝（TMSR 的机会损失费用＋TMSR 投标价×实际指定的 TMSR）/实际指定的 TMSR

其中，TMSR 的机会损失费用＝TMSR 的机会损失容量×（RTMP－电能投标价）。

实时 TMSR 价格设定为在贸易周期内（1h）指定备用资源的最高的 TMSR 机会损失价。

每个交易周期的 TMSR 市场清算价等于该时段内实时 TMSR 价格的时间加权平均值。

3.2.2.2 TMNSR、TMOR 市场清算价的确定

实时的 TMNSR 和 TMOR 价格分别设定为被调度指定提供的相应备用资源的最高投标价。

每个交易周期的 TMNSR 和 TMOR 市场清算价分别为该时段内实时的 TMNSR 和 TMOR 价格的时间加权平均值。

3.2.2.3 TMSR 服务的结算

每个交易周期结算 1 次，分以下几个步骤进行：

（1）确定参与者（需方）每时段的结算量。参与者每时段的结算量是以下几项之和：若未特别指定，参与者可按其所占的在控制区内每时段所需 TMSR 的市场份额分配

参与者应承担的结算量＝该区域内 TMSR 总需量×参与者所占电力负荷的百分数

若机组被指定进行运行，则不计其造成的电能消耗量。

特殊 TMSR 需量的结算由 NEPOOL 的地区市场运作委员会决定。

根据合同约定承担另一参与者的全部或部分服务时，结算量的分配应作相应的调整。

（2）确定付给 TMSR 提供者的费用。在每个交易周期内被指定提供 TMSR 服务的参与者应得到的补偿费用计算如下

TMSR 市场清算价×其提供的 TMSR 总量－特殊的费用

（3）确定向参与者（需方）的收费。向需方收取 TMSR 服务费是以下 2 项的总和：每个贸易周期内向需方的收费为

付给提供者的总费用×参与者本时段的 TMSR/结算量所有参与者总的 TMSR 结算量

所有附加费用的分摊额：该附加费是地区市场运作委员会认定的或与 TMSR 市场有关的管理费。

3.2.2.4 TMNSR 和 TMOR 服务的结算

TMNSR 和 TMOR 服务结算的方法与上述 TMSR 服务结算的方法基本相同，这时只将有关的计算公式概括如下。

（1）结算量。

参与者（需方）应承担的 TMNSR 结算量＝该区域内 TMNSR 需量×参与者所占电力负荷的百分数

参与者（需方）应承担的 TMOR 结算量＝该区域内 TMOR 需量×参与者所占电力负荷的百分数

（2）补偿费用。

TMNSR 服务提供者的补偿费用＝TMNSR 清算价×其提供的 TMNSR 总量－特殊的费用

TMOR 服务提供者的补偿费用＝TMOR 清算价×其提供的 TMOR 总量－特殊的费用

（3）服务收费。

TMNSR 服务需方的收费＝付给 TMNSR 提供者的总费用×（参与者本时段的 TMNSR 结算量/所有参与者总的 TMNSR 结算量）＋附加费用的分摊额

TMOR 服务需方的收费＝付给 TMOR 提供的总费用×（参与者本时段的 TMOR 结算量/所有参与者总的 TMOR 结算量）＋附加费用的分摊额

上述 3 种备用辅助服务从需方收取的总费用应分别等于支付给提供者的总费用。

此外，对于被临时改变运行状态的机组，由 ISO 决定是否给了额外的补偿。

新英格兰电力市场运行备用辅助服务的费用量化，以及市场竞争的机制给电力工业增加了活力，有利于优化资源配置和改善投资决策，在实践中取得了较为丰富的经验。

参 考 文 献

[1] 电力系统调频与自动发电控制编委会. 电力系统调频与自动发电控制. 北京：中国电力出版社，2006.

[2] 于尔铿等. 能量管理系统(EMS). 北京：科学出版社，1998.

[3] Z. Yan, N. D. Xiang, B. M. Zhang, S. Y. Wang and T. S. Chung, A Hybrid Decoupled Approach to Optimal Power Flow, IEEE Trans. On Power Systems, Vol. PWRS-11, No. 2, pp. 947-954, 0885-8950, May 1996.

[4] 王民量. 电力系统交易计划的研究与实现. 北京：清华大学，1999.

[5] 王永福. 实时电力市场交易理论的研究与应用. 北京：清华大学，2004.

[6] 周劼英. 电力市场环境下实时优化调度的研究. 北京：清华大学，2005.

[7] 王永福，张伯明，孙宏斌. 实时电力市场运营模式. 电力系统自动化，2002，26(11)：1-4.

[8] 周劼英，张伯明，尚金成等. 河南电网实时调度系统若干功能与算法. 电力系统自动化，2006，30(2)：99-104.

[9] 郭培源. 电力系统自动控制新技术. 北京：科学出版社，2001.

[10] 何利铨，邱国跃. 电力系统无功功率与有功功率控制. 重庆：重庆大学出版社，1995.

[11] Kundur P 著. 电力系统稳定与控制. 北京：中国电力出版社，2002.

[12] 韩祯祥. 电力系统自动控制. 北京：水利电力出版社，1994.

[13] 邹森. 电力系统安全分析与控制. 北京：水利电力出版社，1995.

[14] 文矩，李林川. 电力系统最优运行. 西安：西安交通大学出版社，1987.

[15] 周全仁，张海. 现代电网自动控制系统及其应用. 北京：中国电力出版社，2004.

[16] 袁季修. 电力系统安全稳定控制. 北京：中国电力出版社，1996.

[17] 韩肖清. 电力系统运行控制与调度. 北京：水利水电出版社，1996.

[18] 国家电力监管委员会编. 美国电力市场. 北京：中国电力出版社，2005.

[19] 国家电力监管委员会编. 欧洲、澳洲电力市场. 北京：中国电力出版社，2005.

[20] 国家电力监管委员会. 华东电力市场运营规则. 北京：中国电力出版社，2005.

第10篇 电力系统无功补偿和电压控制

主编单位：清华大学
上海交通大学

主　　编：周双喜　程浩忠　孙宏斌

执　　笔：周双喜　清华大学
程浩忠　上海交通大学
孙宏斌　清华大学

主　　审：陈寿孙　清华大学
周孝信　中国电力科学研究院
卢　强　清华大学

第1章 概 述

由大电厂、大电网和电力用户连接起来的现代电力系统，对电压水平和电压稳定的要求越来越高，电压问题不仅是一个供电质量的问题，而且关系到电力系统的安全和经济运行。20世纪70年代以来，世界范围内发生的多起电网电压失稳事故，造成了重大的经济损失，促进了对电压稳定和控制广泛和深入地研究。电力系统电压和无功功率密切相关。电力用户不仅要消耗有功功率，也需要无功功率。电力网在传输有功功率的同时也要传输无功功率，而且在电网中传输大量无功功率将引起电压损失和有功损耗。电力系统在正常运行时，不仅要保持有功功率平衡，而且要保持无功功率的平衡。在电感性为主（$X \gg R$）的电力系统中，主要由无功功率的分布和流动决定电力系统电压分布和水平，而无功功率总是要在一定的电压水平下保持平衡。为保持电力系统合适的电压水平和对电压进行控制，需要在网络中的适当地点装设一定数量的无功补偿装置。这些无功补偿装置，在稳态时提供的无功功率能满足无功功率分层分区平衡的要求，并有一定储备；在动态过程中能快速调节自身的无功输出/输入，实现动态无功补偿，支撑系统电压。因此，研究电力系统电压和无功，电压与无功的关系，电力系统无功功率的生产和传输，无功补偿设备及其优化应用，电力系统电压的调整和控制，增强电力系统电压稳定性等，是十分重要的。

1 电压与无功

电压是电场强度的线积分，它的量值等于移动单位正电荷时电场力所做的功。由点a沿路径 l 至点b间的电压 U_{ab}，定义为电场强度 E 沿此路径 l 的线积分，即 $U_{ab}=\int_a^b E\mathrm{d}l$。在国际单位制（SI）中，电压单位是伏［特］（V）。

在静电场中，电压 U_{ab} 与路径 l 无关，只与两点的位置有关，它就是两点的电位差，$U_{ab}=\varphi_a-\varphi_b$。$\varphi_a$ 和 φ_b 分别为a点和b点的电位，两点间的电压或电位差与电位参考点的选择无关。

在时变电磁场中，不仅有库仑定律所描述的库仑电场，而且有电磁感应产生的感应电场。时变电磁场中的电压一般与路径有关。由电磁感应定律描述的电压 $U_{ab}=U_{a2b}-U_{a1b}=\dfrac{\mathrm{d}\varphi}{\mathrm{d}t}$，如图10.1-1所示，路径a2b和a1b是不同的，所以 $U_{a2b}\neq U_{a1b}$。图中忽略两引线间空气中的磁场，则可认为 $U_{a3b}\approx U_{a1b}$。

在电力系统中，节点电压是一个非常重要的状态量。电压是电能质量的主要内容，电气设备都工作在其额定电压下，不合格的电压质量（幅值和波形）会降低电气设备的使用效率，降低其使用寿命，甚至造成绝缘击穿，设备损坏。电能的传输需要电压支撑，传输有功功率需要线路两端电压形成相位差，传输无功功率需要线路两端电压有幅值差。在电力系统发展过程中，由于发电设备、用电设备的不同要求，特别是由于传输电力的需要，电力系统形成了高、中、低等多个电压等级，电力系统运行要求维持系统合适的电压水平和电压分布，即要保持系统各节点（母线）电压在规定的电压范围内。在电力系统事故中，电压不稳定造成系统大面积停电的事故已成为现代电力系统一大威胁。电力系统电压控制是电力系统控制的基本任务之一。

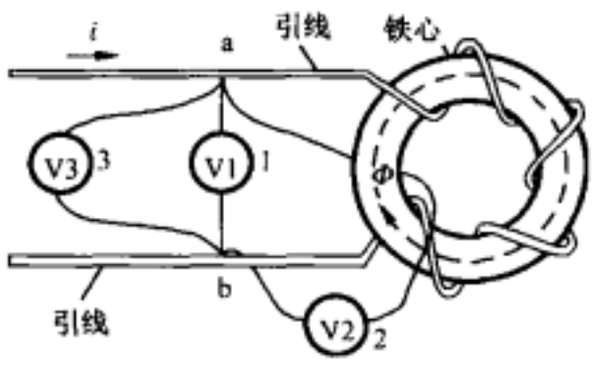


图10.1-1 时变电磁场中电压与路径有关

无功功率是交流电力系统一个必不可少的重要物理量。无功功率表示网络与电源间的能量交换，但不消耗功，只有在线性交流电路中有确切的物理意义，其幅值可作为能量交换的量度，它是电路中储能元件与电源间交换功率的最大值。当负载中包含非线性元件（如晶闸管整流器）时，无功功率的概念将变得很复杂（详见第2章第1节）。

研究电压和无功具有重要的现实意义，因为：

（1）解决现代电力系统中新的技术问题与无功功率有关：①无功功率的不足会引起电力系统电电压失稳，造成严重事故；②当无功功率过剩时会引起系统电压升高；③电容性无功功率会引起发电机自励磁；④输电中的波阻抗与费拉弟（Ferrentia）效应；⑤因潜供电流引起的单相快速自动重合闸电弧不易熄灭的问题；⑥电力系统中谐波和闪变等电能质量问题；⑦跟随馈电系统的负荷功率因数的变化与改善需要动态无功补偿，等等。

（2）电力系统节能技术很多与无功有关。

（3）电力系统的经济运行与无功潮流的优化密切相关。无功功率在电网中的流动是电网和变压器损耗的重要部分。一个10GW的电力系统，如果无功功率问题处理得好，每年从这个网的发电厂、变电站、用户中节约的电能超过亿kWh，并且可以减少系统中200～300MVA容量的变压器和输变电设备。

（4）电能质量中大量问题是电压的幅值和波形问题，其解决与无功补偿有关。

总之，研究无功功率合理分布和补偿，是改善电压水平和波形质量，促使电力系统安全和经济运行的重要技术措施。

2 电压无功问题研究的发展

电压与无功问题的研究与交流电技术的发展密切相关。交流电网仍是现代电力系统的主体，电压和无功问题始终是交流电力系统一个基本的重要问题。

1883年，戈拉尔和吉布斯发明了具有实用价值的变压器，被称为“二次发电机”，N. 特斯拉制成二相感应电机。1885年，G. 威斯汀豪斯制成具有现代实用性能的电力变压器，并在麻萨诸塞州的大巴会顿装配了一座实验性质的高压输电的交流发电站；G. 费拉里斯提出了电机中的旋转磁场

理论。1886 年，特斯拉制成利用旋转磁场的异步电动机，还设计了多相交流发电机。1889 年，M.O. 多利沃多布罗沃斯基制成一台实用的三相交流单笼型异步电动机(100W)，并发明了双笼型异步电动机，同年制成三相电力变压器。19 世纪 80 年代末，英国伦敦出现了最早的交流输电系统，电厂安装了容量为 1000kW、电压为 2500V 的交流发电机，经升压变压器将电压升为 10kV，通过 12km 输电线，送到伦敦市区 4 个变电站。1891 年 8 月 25 日，世界上第一条三相交流高压输电线路——由劳芬至法兰克福，总长 175km，输电电压为 15.2kV，输送功率达 200kW——投入运行。随着变压器、交流发电机、异步电动机，及交流功率表等先后研制成功，交流电特别是三相交流电技术趋于成熟，1895 年美国尼亚加拉水电站投入运行，容量接近 100MW，用二相制 2.2kV 向本地区负荷供电，又用三相制 11kV 交流输电线路与 40km 以外的巴法罗电站相连，还使用了变压器和交直流变换器将交流电变为 100～230V 的直流电供应照明、化工、动力等负荷。尼亚加拉电力系统的成功，结束了近十年的关于直流输电与交流输电的争论。交流电力系统可以方便地变更电压、提高输电电压、增加送电容量、延长输电距离、减少电能损耗、节省导线材料，与直流相比，具有一系列无可争辩的优越性。

交流输电地位的确立，成为电力系统大发展的新起点。在随后半个多世纪里，交流电力系统以独占地位沿着更高（电力系统的电压等级愈来愈高）、更远（输电的距离愈来愈远）、更大（发电机的单机容量、电力系统的规模和容量愈来愈大）的方向迅速发展。表 10.1-1 列出了国内外交流输电电压等级发展的历程。

表 10.1-1　　国内外交流电网电压等级的发展

国外电网电压等级的发展			中国电网电压等级的发展		
电压等级(kV)	投运年	建成国家	电压等级(kV)	投运年	地　点
15.2	1891 年	劳芬至法兰克福	22	1908 年	石龙坝水电站—昆明
11	1895 年	美国	33	1921 年	石景山电厂—北京城
110	1908 年	美国	44	1933 年	抚顺电厂—出线
230	1923 年	美国	66	1934 年	延边—老头沟
330	1952 年	苏联	154	1935 年	抚顺电厂—鞍山
380	1952 年	瑞典	110	1943 年	镜泊湖—延边
345	1954 年	美国	220	1954 年	丰满—李石寨
400	1956 年	苏联	330	1972 年	刘家峡—关中
500	1964 年	美国	500	1981 年	姚孟—武昌
500	1964 年	苏联	750	2005 年	官亭变电站——兰州东
735	1965 年	加拿大			
750	1967 年	苏联			
765	1969 年	美国			
1150	1985 年	苏联			

进入 20 世纪以来，人们普遍认识到扩大电力系统规模，在能源的开发和利用、工业布局、负荷调整、集中管理、统一调度、减少备用容量、增加供电能力、提高供电的可靠性和经济性等方面可以带来显著的社会和经济效益，并且随着大型水、火电厂的开发建设和电力负荷迅速增长，提出了输送大量电力到远方负荷中心的要求。于是一个个原来独立运行的电厂、分散独立的电网逐渐连接起来，电力系统的规模迅速发展，火力发电的单机容量已达到 130 万 kW，水力发电的单机容量达 73 万 kW，核电站最大单堆电功率达 130 万 kW；许多国家普遍建立了最高电压达 500～765kV 的超高压输电线路和电力系统，世界上已形成了若干装机容量达到数千万千瓦乃至数亿千瓦规模的巨型电力系统，如供电范围包括美国和加拿大的北美电力系统，西欧各国电网互联组成的西欧电力系统。苏联还在全国范围内建立起统一电力系统，东西延伸 7000km，南北延伸 3000km，覆盖了大约 1000 万 km^2 的面积。从 19 世纪 80 年代的住房式电站到 20 世纪 80 年代的互联电力系统，电力系统已经成为现代社会的能源大动脉和基础产业，并且仍在继续发展和提高。

无功功率理论和无功补偿技术是随交流电路、非正弦交流电路和电力电子电路的发展而发展的。1888 年，人们就注意到，在交流输电中，功率在电源和负荷之间交换时，电压与电流之间存在相位差，William Stanley，O. B. Shallenberger 由此提出了正弦电路中的功率和无功功率概念。关于非正弦电路中的无功功率研究，是在 20 世纪 20 年代之后，在德国由于使用静止汞弧变流器造成了电压与电流波形的畸变，才引起电工界的注意。C. I. Budeanu 于 1927 年提出的非正弦条件下的功率和无功功率的定义，被采纳为 ANSI/IEEE 的标准，我国电工学和电路的教科书中，大都采用该标准。S. Fryze 于 1932 年提出了另外一种功率定义，被国际电工委员会（IEC）推荐使用。这些定义不能完全描述非正弦、三相不平衡电路中复杂的功率现象，之后又有一些学者提出了瞬时无功理论等。

无功功率补偿最早是用同步调相机来保证电压水平和提高功率传输能力，同时也在配电线路中安装并联电容器来改善电压分布，减少线路负荷和线损，改善负荷功率因数。随着无功电源设备和电力电子技术的发展，现代电力系统无功补偿（除发电机之外）已形成一套从输电到用电完整的无功补偿体系，不仅有静态的无功补偿，而且有动态无功补偿。表 10.1-2 列出了常用的无功补偿设备。其功能也从改善电压分布，减少线路负荷和线损，改善负荷功率因数等扩展到电力系统安全、经济运行和改善电能质量等方面。

表 10.1-2　　电力系统的主要无功补偿设备

	设备名称	特　　点
静态无功补偿	并联电容器（固定/分组）	发无功，随电压平方增减，不可调/断续调节
	并联电抗器（固定/分组）	吸无功，随电压平方增减，不可调/断续调节
	滤波器（无源/有源）	发/吸无功，按设计，不可调/可调
动态无功补偿	同步调相机(SC)	发/吸无功，连续调节，电压下降＜10%，功率不变
	可控并联电抗器	吸无功，连续可调
	可控串联电容器(TCSC)	产生容性无功，随电流平方增减，连续可调
	静止无功补偿器(SVC)	发/吸无功，随电压平方增减，连续调节
	静止同步补偿器(STATCOM)	发/吸无功，连续可调

第 2 章　电力系统无功功率

1　无功功率的概念

无功功率是交流电力系统特有的、必然存在的、不可或缺的一种交换功率，它在系统中的分布和流动对电能质量、电压水平、网络损耗产生显著的影响，有时甚至会危及电网的安全，因此对交流电网中无功功率的处理，包括无功补偿和控制，是一个必须认真对待而又比较复杂困难的问题。这些固有的矛盾随着电力系统的扩大而愈来愈突出，甚至成为制约交流电网发展的主要障碍。

传统的无功功率及功率因数的定义是建立在正弦交流电路基础上的，习惯上认为它是由感性和容性储能元件引起的。有功功率、无功功率以及能量的计算一般采用工频相量来计算，这样的功率计算只适用于正弦周期分量，而且只考虑了单一频率的电气量。另外，这样计算的有功功率是一个周波中的平均功率，而无功功率是在一个周期内瞬间功率最大值，其平均值为 0。随着电力用户中非线性负荷增加和电力系统中广泛应用的电力电子器件的开关特性及非线性特性，引起了电力网络中电流的畸变。在电压或电流为非正弦波的电路中，已不能单纯用负载的性质来判断是否吸收或发出无功功率，传统的无功功率的定义已经不再适用，为了研究这类负荷的特性，提出了更严密的广义无功功率、功率因数、瞬时无功功率等定义。

1.1　正弦交流电路中的无功功率

经典的无功功率及功率因数的概念是建立在线性正弦交流电路基础上的。在正弦交流电路中，电压、电流的波形是同频率的，其瞬时值 u，i 的表达式为

$$\left.\begin{aligned} u &= \sqrt{2}U\sin\omega t \\ i &= \sqrt{2}I\sin(\omega t-\varphi) \end{aligned}\right\} \tag{10.2-1}$$

式中：U、I 为电压、电流的有效值；φ 为电压与电流之间的相位差；ω 为电压和电流的角频率。

瞬时功率 p 为

$$\begin{aligned} p(t) &= u(t)i(t) = UI[\cos\varphi-\cos(2\omega t-\varphi)] \\ &= UI\cos\varphi(1-\cos2\omega t)-UI\sin\varphi\sin2\omega t \end{aligned} \tag{10.2-2}$$

瞬时功率由两部分组成，即恒定分量 $p_1=UI\cos\varphi$ 和按 2 倍频率交变的正弦分量 $p_2=UI\cos(2\omega t-\varphi)$。

在某一个周期 T 内的平均功率为

$$P=\frac{1}{T}\int_0^T u(t)i(t)\mathrm{d}t = UI\cos\varphi \tag{10.2-3}$$

$P=UI\cos\varphi$ 是消耗在电阻元件上的平均功率，称为有功功率。

$\frac{1}{T}\int_0^T UI\sin\varphi\sin2\omega t\,\mathrm{d}t=0$ 在一个周期内其平均功率为 0，即不消耗能量的功率，其瞬间功率最大值 $Q=UI\sin\varphi$ 称为无功功率。$S=\sqrt{P^2+Q^2}=UI$ 定义为视在功率。$\frac{P}{S}=\cos\varphi$ 定义为功率因数。

在线性交流网络中，当电流和电压均为正弦波时，无功功率是代表负荷与电源之间能量来回交换的一种量度，而且一般只有当有储能元件时才会有这种能量交换。换句话说，无功功率是电源与磁场、电源与电场或磁场与电场之间，按双倍频率进行交换而无能量消耗的电功率，它在交流系统中是必不可少的。电动机需要无功功率建立和维持旋转磁场，使转子转动，从而带动机械运动；变压器也同样需要无功功率，才能使变压器的一次绕组产生磁场，在二次绕组感应出电压。

习惯上，规定电感性负载吸收的无功功率 $Q_{L\cdot}$ 为正，电容性负载吸收的无功功率 $Q_{C\cdot}$ 为负，这与令 φ 为电流滞后于电压相角的规定一致。若接于母线的负载中感性无功为 $Q_{L\cdot}$，容性无功为 $Q_{C\cdot}$，则该母线负载吸收的无功功率变为 $Q=Q_{L\cdot}+Q_{C\cdot}<Q_{L\cdot}$，即需要系统供给的无功功率小于 $Q_{L\cdot}$。

1.2　非正弦交流电路中的无功功率

非正弦周期电压、电流条件下，电路中功率的转换与交换，比单一频率下的正弦电压、电流的情况要复杂得多，无功功率的形式也更加多样，涵义更加深刻。目前对于非正弦情况下无功功率有多种定义，基本上可分为基于频域的定义和基于时域的定义两种。各种定义具有不同的优缺点和适用性，应根据不同的任务要求来选择合适的无功分析方法。

1.2.1　基于频域分析的无功功率的定义

C. I. Budeanu 于 1927 年提出了非正弦条件下的无功功率的定义。该定义由于被 ANSI/IEEE 标准采纳，在电工界应用较广。该定义的有功功率 P、无功功率 Q_B 和畸变功率 D_B 分别为

$$P=\sum_{n=1}^{\infty}P_n=\sum_{n=1}^{\infty}U_nI_n\cos\varphi_n \tag{10.2-4}$$

$$Q_B=\sum_{n=1}^{\infty}Q_n=\sum_{n=1}^{\infty}U_nI_n\sin\varphi_n \tag{10.2-5}$$

$$D_B=\sqrt{S^2-P^2-Q_B^2} \tag{10.2-6}$$

式中：U_n、I_n 分别是第 n 次谐波电压、电流的有效值；φ_n 为 n 次谐波电压、电流间的相位角；$S=UI$ 为视在功率；无功功率 Q_B 为各次谐波分量无功的总和；畸变功率 D_B 由不同频率的电压电流产生。

该定义中，虽然每次谐波对应的 Q_n 都有其清晰的物理意义，但它们之和却完全失去了其代表的物理意义，因为各次谐波分量的相角不同，所以 Q_B 没有物理意义。

1.2.2　基于时域分析的无功功率的定义

1932 年 Fryze 对无功电流和无功功率进行了时域分析，把电流按照电压波形分解成有功电流和无功电流，即把电流 $i(t)$ 对 $u(t)$ 作正交化分解

$$i(t)=i_p(t)+i_q(t) \tag{10.2-7}$$

式中：$i_p(t)$ 与 $u(t)$ 同相位、同波形，称为有功电流分量；$i_q(t)$ 与 $u(t)$ 正交，称为无功电流分量。

有功功率

$$P=\int_0^T u(t)i(t)=\int_0^T u(t)i_p(t)\mathrm{d}t \tag{10.2-8}$$

视在功率

$$S = UI \tag{10.2-9}$$

$$U = \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^t u(t)^2 \mathrm{d}t}; I = \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T i(t)^2 \mathrm{d}t}$$

定义无功功率及功率因数为

$$Q_F = \| u \| \| i_q \| = \sqrt{S^2 - P^2} = UI_q$$

$$\cos\varphi = P/S \tag{10.2-10}$$

这里 φ 已经不是通常意义下的相位角了。只有当 $u(t)$、$i(t)$ 是正弦函数时，Q_F 和 $\cos\varphi$ 与传统定义的结果才是完全一致的。

由式 (10.2-10)，Q_F 可以直接通过视在功率 S 和有功功率 P 来计算，可通过注入补偿电流 $i - i_p$ 实现理论上的完全补偿，使功率因数为 1。Q_F 是一个正值，该定义没有进行傅里叶展开，它容易被测量，在实际中也很容易得到应用，但它没有如正弦波形下功率定义那样明确的物理定义，不能提供能改善功率因数至何种程度的信息，不能反映负荷的特性。

1.3 瞬时无功功率理论

传统的有功功率、无功功率都是在稳态量基础上定义的，但对有些冲击负载（如电弧炉等）在一个周期中瞬时功率变动很大，需要定义瞬时无功功率才能使无功补偿设备进行有效的补偿。需要能在故障暂态过程中计算通过测量点的有功、无功和能量，能够反映出故障电气量中的各个频率的有功、无功以及能量。这时需要引入瞬时无功的概念，以快速计算非周期电气量所携带的功率和能量信息。已有多种瞬时无功功率定义形式，它们的适用性不尽相同。

1.3.1 基于 α、β 坐标变换的瞬时无功功率理论

1984 年日本的 Akagi 等人提出基于 α、β 坐标变换的瞬时无功功率理论。将三相电路各相电压和相电流分别用相量表示为 $\bar{u}_{abc} = [u_a, u_b, u_c]^T$ 和 $\bar{i}_{abc} = [i_a, i_b, i_c]^T$。将 $\bar{u}_{abc}$ 和 $\bar{i}_{abc}$ 变换到 α、β 直角坐标系上，不含零序分量时，得到 $\bar{u}_{\alpha\beta} = [u_\alpha, u_\beta]^T$ 和 $\bar{i}_{\alpha\beta} = [i_\alpha, i_\beta]^T$。进而，①定义三相电路瞬时有功电流 i_p 和瞬时无功电流 i_q 分别为相量 $\bar{i}_{\alpha\beta}$ 在相量 $\bar{u}_{\alpha\beta}$ 及其法线上的投影：$i_p = i\cos\varphi$，$i_q = i\sin\varphi$，$\varphi = \varphi_u - \varphi_i$；②定义三相电路瞬时有功功率 p 为电流相量 $\bar{i}_{\alpha\beta}$ 和电压相量 $\bar{u}_{\alpha\beta}$ 的点积：$p = \bar{i}_{\alpha\beta} \cdot \bar{u}_{\alpha\beta} = u_\alpha i_\alpha + u_\beta i_\beta$；③定义三相电路瞬时无功功率 q 为电流相量 $\bar{i}_{\alpha\beta}$ 与电压相量 $\bar{u}_{\alpha\beta}$ 的叉积：$q = \bar{i}_{\alpha\beta} \times \bar{u}_{\alpha\beta} = u_\alpha i_\beta - u_\beta i_\alpha$。

对于三相电压、电流的 p、q 表达式为

$$p = u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c$$

$$q = \frac{1}{\sqrt{3}}[(u_b - u_c)i_a + (u_c - u_a)i_b + (u_a - u_b)i_c] \tag{10.2-11}$$

该理论在正弦对称电压和对称负载条件下，所定义的各物理量有其明确的物理意义，然而，在电压非正弦和负载不对称条件下，该定义中的各定义量不再有明确的物理意义。该定义可用于谐波和无功功率的实时检测。在只检测无功电流时，基于该理论的方法可完全无延时地得出检测结果；检测谐波电流时因被检测电流中谐波的构成和采用的滤波器不同，会有不同的延时，但最多不超过一个电源周期。该定义在有源电力滤波器中得到了成功的应用。但按该定义亦不能实现瞬时无功电流的全补偿，它只适用于三相三线电路且电压不含零序分量的电路中。

1.3.2 基于 d、q、0 坐标变换的广义瞬时无功功率理论

在 d、q、0 坐标系中表示的电流为 i_{dq0}，电压为 u_{dq0}；在 a、b、c 坐标系中，若在任意三相系统（对称或非对称，正弦或非正弦）某节点处三相电压瞬时值为 u_{abc}，注入节点的三相电流瞬时值为 i_{abc}，则系统注入该节点的三相瞬时功率 $p_{3\phi}$ 为

$$p_{3\phi} = u_{abc}^T i_{abc} = u_{dq0}^T i_{dq0} = u_d i_d + u_q i_q + u_0 i_0 = p_d + p_q + p_0 \tag{10.2-12}$$

系统注入节点的有功功率为一个周期内三相瞬时功率的平均值

$$P = \overline{p}_{3\phi} \tag{10.2-13}$$

将 d、q、0 坐标系下的电流相量 i_{dq0} 分解为相互正交的 2 个分量

$$i_{dq0} = \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{dp} \\ i_{qp} \\ i_{0p} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{dq} \\ i_{qq} \\ i_{0q} \end{bmatrix} = i_p + i_q \tag{10.2-14}$$

式中：d 轴瞬时有功电流 i_{dp}，q 轴瞬时有功电流 i_{qp}，0 轴瞬时有功电流 i_{0p}，d 轴广义瞬时无功电流 $i_{dq} = i_d - i_{dp}$，q 轴广义瞬时无功电流 $i_{qq} = i_q - i_{qp}$，0 轴广义瞬时无功电流 $i_{0q} = i_0 - i_{0p}$。则 d、q、0 坐标系下的瞬时功率为

$$\begin{bmatrix} p_d \\ p_q \\ p_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_d i_d \\ u_q i_q \\ u_0 i_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_d i_{dp} \\ u_q i_{qp} \\ u_0 i_{0p} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_d i_{dq} \\ u_q i_{qq} \\ u_0 i_{0q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_{dp} \\ p_{qp} \\ p_{0p} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} q_{dq} \\ q_{qq} \\ q_{0q} \end{bmatrix} \tag{10.2-15}$$

式中：d 轴瞬时有功功率 $p_{dp} = u_d i_{dp}$，q 轴瞬时有功功率 $p_{qp} = u_q i_{qp}$，0 轴瞬时有功功率 $p_{0p} = u_0 i_{0p}$，d 轴广义瞬时无功功率 $q_{dq} = u_d i_{dq} = u_d i_d - u_d i_{dp}$，$q$ 轴广义瞬时无功功率 $q_{qq} = u_q i_{qq} = u_q i_q - u_q i_{qp}$，0 轴广义瞬时无功功率 $q_{0q} = u_0 i_{0q} = u_0 i_0 - u_0 i_{0p}$。

三相瞬时有功功率为

$$p = p_{dp} + p_{qp} + p_{0p}$$

三相广义瞬时无功功率为

$$q = q_{dq} + q_{qq} + q_{0q}$$

该定义适用于任意非正弦、非对称三相电路，能够用于各种电流分量的测量及补偿方法，可用于实际的广义瞬时无功电流补偿装置的研制。

1.3.3 三相瞬时无功的普遍化定义

将三相电压、电流的瞬时值定义为瞬时空间矢量

$$u = \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix}, i = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \tag{10.2-16}$$

定义三相系统的瞬时有功功率为电压矢量 u 和电流矢量 i 的点积

$$p = u \cdot i = u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c \tag{10.2-17}$$

定义瞬时无功功率相量 q 为电压矢量 u 和电流矢量 i 的叉积

$$q = u \times i = \begin{bmatrix} q_a \\ q_b \\ q_c \end{bmatrix} \tag{10.2-18}$$

三相系统的瞬时无功功率定义为瞬时无功功率的幅值

$$q = \| q \| = \sqrt{q_a^2 + q_b^2 + q_c^2} \tag{10.2-19}$$

有功电流矢量 i_p、无功电流矢量 i_q 和瞬时视在功率定义为

$$i_p = \begin{bmatrix} i_{ap} \\ i_{bp} \\ i_{cp} \end{bmatrix} = \frac{p \times u}{u \cdot u} \tag{10.2-20}$$

$$i_q = \begin{bmatrix} i_{aq} \\ i_{bq} \\ i_{cq} \end{bmatrix} = \frac{q \times u}{u \cdot u} \tag{10.2-21}$$

$$s = ui = \sqrt{u_a^2 + u_b^2 + u_c^2} \cdot \sqrt{i_a^2 + i_b^2 + i_c^2} \tag{10.2-22}$$

该瞬时无功定义只利用同一采样时刻的三相电压和电流瞬时值就能利用式（10.2-18）和式（10.2-19）计算该时刻的瞬时无功功率，具有简明严格的数学定义。由于其定义和推导中并没有对三相系统做任何约束，所以它能处理零序分量，可以适用于三相四线制系统和直接接地系统。但是式（10.2-19）得出的瞬时无功功率只能是非负数，这样就不能通过无功功率的正负极性来判断负荷的性质。

1.3.4　基于 Hilbert 变换的瞬时无功功率定义

设非正弦电路端口对应的电压为 $u(t)$、电流为 $i(t)$ 的周期为 T。则其瞬时有功功率 $p(t)$ 和平均有功功率 P 分别为

$$p(t) = u(t)i(t) \tag{10.2-23}$$

$$P = \frac{\langle u,i \rangle}{T} = \frac{1}{T}\int_0^T u(t)i(t)\mathrm{d}t \tag{10.2-24}$$

瞬时无功功率 $q(t)$ 和平均无功功率 Q 定义为

$$q(t) = \hat{u}(t)i(t) \text{ 或 } q(t) = -u(t)\hat{i}(t) \tag{10.2-25}$$

$$Q = \frac{\langle \hat{u},i \rangle}{T} = \frac{1}{T}\int_0^T \hat{u}(t)i(t)\mathrm{d}t \tag{10.2-26}$$

式中：$\hat{u}(t)$、$\hat{i}(t)$ 分别是瞬时电压 $u(t)$、电流 $i(t)$ 的共轭值。

定义有功能量 $W_P(t)$ 和无功能量 $W_Q(t)$（也可称为“虚能量”）分别为

$$W_P(t) = \int_0^t u(\tau)i(\tau)\mathrm{d}\tau \tag{10.2-27}$$

$$W_Q(t) = \int_0^t \hat{u}(\tau)i(\tau)\mathrm{d}\tau \tag{10.2-28}$$

定义复能量 $S(t)$ 为

$$S(t) = W_P(t) + \mathrm{j}W_Q(t) \tag{10.2-29}$$

对于三相电路，其瞬时有功、瞬时无功、有功能量、无功能量和复能量和上述单相线路具有类似的形式：

瞬时有功功率

$$p(t) = u_a i_a + u_b i_b + u_c i_c \tag{10.2-30}$$

有功能量

$$W_P(t) = \int_0^t p(\tau)\mathrm{d}\tau \tag{10.2-31}$$

瞬时无功功率

$$q(t) = \hat{u}_a i_a + \hat{u}_b i_b + \hat{u}_c i_c$$

$$\text{或 } q(t) = -(u_a \hat{i}_a + u_b \hat{i}_b + u_c \hat{i}_c) \tag{10.2-32}$$

无功能量（虚能量）

$$W_Q(t) = \int_0^t q(\tau)\mathrm{d}\tau \tag{10.2-33}$$

复能量

$$S(t) = W_P(t) + \mathrm{j}W_Q(t) \tag{10.2-34}$$

这里定义的三相系统有功能量、无功能量（虚能量）以及复能量的概念，其中无功能量的物理意义是定量地描述感性负荷在一定时间内吸收的无功，是一种虚拟的能量。无功功率描述的是吸收无功能量的速率，而无功能量描述的是吸收无功的总量。平均无功功率 Q 等于电压、电流信号同频率分量间产生的无功功率的代数和，但不能反映不同频率下的各种无功功率。

基于 Hilbert 变换的无功功率定义得到的瞬时无功功率及其对时间的积分能够反映负荷的性质，若是感性负荷时，无功功率是正值；若是容性负荷时，无功功率是负值。该瞬时无功理论能和传统的无功理论兼容，即传统的基于平均功率概念下的无功功率理论是瞬时无功理论在正弦电路下的特例。该定义适用于任意非正弦、非对称三相电路，能够用于各种电流分量的测量及补偿方法，可用于实际的广义瞬时无功电流补偿装置的研制。

1.3.5　任意波形周期电压、电流情况下的无功功率

任意波形的周期函数 $u(t)$、$i(t)$ 展开为 Fourier 级数

$$u(t) = a_0^{(u)} + \sum_{k=1}^{\infty} a_k^{(u)} \cos k\omega t + \sum_{k=1}^{\infty} b_k^{(u)} \sin k\omega t \tag{10.2-35}$$

$$i(t) = a_0^{(i)} + \sum_{k=1}^{\infty} a_k^{(i)} \cos k\omega t + \sum_{k=1}^{\infty} b_k^{(i)} \sin k\omega t \tag{10.2-36}$$

式中：上标 (u)、(i) 分别表示电压函数或电流函数的 Fourier 级数的系数；下标 $k=0$，1，2，3…，表示谐波次数。系数就是电压/电流函数在基底（坐标轴）$\{\sin k\omega t\}$，$\{\cos k\omega t\}$ 上的坐标值，在该基底下，$u(t)$、$i(t)$ 的波形可以由坐标 $\{a_k^{(u)}\}$，$\{b_k^{(u)}\}$，$\{a_k^{(i)}\}$ 和 $\{b_k^{(i)}\}$，$(k = 1,2,\cdots)$ 完整描述，记为

$$u = [a_0^{(u)}, a_1^{(u)}, b_1^{(u)}, a_2^{(u)}, b_2^{(u)}, \cdots, a_n^{(u)}, b_n^{(u)}, \cdots]^{\mathrm{T}} \tag{10.2-37}$$

$$i = [a_0^{(i)}, a_1^{(i)}, b_1^{(i)}, a_2^{(i)}, b_2^{(i)}, \cdots, a_n^{(i)}, b_n^{(i)}, \cdots]^{\mathrm{T}} \tag{10.2-38}$$

定义任意波形周期电压、电流情况下功率矩阵为

$$\boldsymbol{S} = ui^{\mathrm{T}} = [a_0^{(u)} a_1^{(u)} b_1^{(u)} a_2^{(u)} b_2^{(u)} \cdots a_n^{(u)} b_n^{(u)} \cdots]_T \cdot [a_0^{(i)} a_1^{(i)} b_1^{(i)} a_2^{(i)} b_2^{(i)} \cdots a_n^{(i)} b_n^{(i)} \cdots] \tag{10.2-39}$$

在功率矩阵 $\boldsymbol{S}$ 中，主对角线上的元素对应的是同坐标轴上的电压、电流形成的有功功率。而非主对角线上的元素就是不同坐标轴上的电压、电流形成的电功率，代表的是以电功率、磁功率或电磁功率的形式进行的能量交换，相应的功率为无功功率。各无功功率分量为 $\{a_m^{(u)}, a_n^{(i)}\}$，$\{b_m^{(u)}, b_n^{(i)}\}$ 和 $\{a_m^{(u)}, b_n^{(i)}\}$ $\{b_m^{(u)}, a_n^{(i)}\}$ $(m \neq n)$，即在任意波形周期电压和电流情况下，无功功率是不同基底上的电压和电流分量共同作用的结果，无功功率各分量应由无功功率电流、电压偶对来描述

$$\begin{aligned} Q_{mn}^{aa} &= a_m^{(u)} a_n^{(i)} \cos m\omega t \cos n\omega t \\ &= \frac{1}{2} a_m^{(u)} a_n^{(i)} [\cos(m+n)\omega t + \cos(m-n)\omega t] \\ &\quad m,n \in N, m \neq n \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{mn}^{bb} &= b_m^{(u)} b_n^{(i)} \sin m\omega t \sin n\omega t \\ &= \frac{1}{2} b_m^{(u)} b_n^{(i)} [\cos(m-n)\omega t - \cos(m+n)\omega t] \\ &\quad m,n \in N, m \neq n \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{mn}^{ab} &= a_m^{(u)} b_n^{(i)} \cos m\omega t \sin n\omega t \\ &= \frac{1}{2} a_m^{(u)} b_n^{(i)} [\sin(m+n)\omega t - \sin(m-n)\omega t] \\ &\quad m,n \in N, m \neq n \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{mn}^{ba} &= b_m^{(u)} a_n^{(i)} \sin n\omega t \cos n\omega t \\ &= \frac{1}{2} b_m^{(u)} a_n^{(i)} [\sin(m+n)\omega t + \sin(m-n)\omega t] \\ &\quad m,n \in N, m \neq n \end{aligned}$$

式中：Q_{mn}^{ab} 上标的第 1 位 a 和下标的第 1 位 m 代表的是电压函数 $u(t)$ 在 m 次余弦坐标轴上（$\cos m\omega t$ 上）的坐标，Q_{mn}^{ab} 上标的第 2 位 b 和下标的第 2 位 n 代表的是电流函数 $i(t)$ 在

n 次正弦坐标轴上（$\sin n\omega t$ 上）的坐标，Q_{mn}^{aa}、Q_{mn}^{ab}、Q_{mn}^{ba} 上标和下标的含义可以类推。可见无功功率以正弦或余弦形式交变，体现了功率方向的交换和能量的交换和转移。

有功功率平均值定义为功率矩阵 $\boldsymbol{S}$ 主对角线上所有元素和的 1/2，即

$$P=\frac{1}{2\pi}\int_0^{2\pi}u(t)i(t)\mathrm{d}t=\frac{1}{2}\left[a_0^{(u)}a_0^{(i)}+\sum_{k=1}^{\infty}(a_k^{(u)}a_k^{(i)}+b_k^{(u)}b_k^{(i)})\right] \tag{10.2-40}$$

无功功率定义为所有无功功率分量的和，即

$$Q=\sum_{m,n\in N}(Q_{mn}^{aa}+Q_{mn}^{bb})+\sum_{m,n\in N}(Q_{mn}^{ab}+Q_{mn}^{ba})\quad m\neq n \tag{10.2-41}$$

该定义的无功功率不再是恒定的常数，而是关于时间 t 的函数，代表在电路中以不同的频率交变的功率分量。至于有限次谐波构成的任意波形是上述情况的特例。

在非线性非正弦电网能量传输损耗、无功及其补偿、电力系统谐波的研究中，需要能反映系统实际的无功功率理论和测量方法。上述各种无功功率理论和各种瞬时无功功率定义都从某个或某些方面反映了无功功率的特性，并有一定的应用，但它们的物理解释、数学表达形式都有较大的不同，它们能够解决的问题也不同。至今无功定义的研究还没有完结。一个瞬时无功的定义必须同时满足：①瞬时无功功率对时间的积分或者“平均无功功率”必须能够反映出负荷的性质；②瞬时无功的定义能够适用于各种线路结构和系统运行状态，无论系统是三相三线制还是三相四线制，无论系统处于全相运行或者非全相运行时均能适用；③瞬时无功理论必须能和传统的无功理论兼容，即和基于工频相量的无功功率定义相兼容，传统的无功定义应该是瞬时无功理论在正弦稳态电路下的特例。

2 无功功率负荷

这里的无功负荷是指自然无功负荷，是电力系统中所有感性元件从系统中吸收的无功功率之和。它包括电力用户补偿前的无功负荷，发电厂（变电站）厂用无功负荷，输电线、变压器和电抗器的无功，以及晶闸管等变流设备的无功。这种无功负荷的电流是滞后电压的，是从电网中吸收的无功功率。对于发电机和调相机，运行于内电动势低于端电压、电流领先电压时也从电网中吸收无功功率。

2.1 电动机负荷

据统计，在工矿企业所需要的全部无功功率中，异步电动机需要的无功占 60%～70%；而在异步电动机空载时所需的无功又占到电动机总无功的 60%～70%。异步电动机吸收的无功功率与负载大小有关，一般满载时功率因数为 0.7～0.9，轻载时功率因数将降低。

图 10.2-1 所示为异步电动机的 Γ 型等效电路，图中忽略了定子电阻和铁心的有功损耗。

电动机从电网吸取的无功功率为

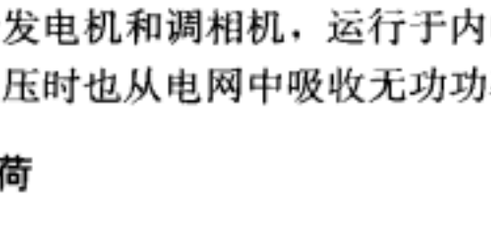


图 10.2-1 异步电机简化等效电路

x_1，x_2—分别为定子和转子漏抗；x_m—励磁电抗；r_2—转子电阻；s—转差率

$$Q=\frac{U^2}{x_m}+I_2^2(x_1+x_2) \tag{10.2-42}$$

式中各量都为标幺值，其中第一项为励磁无功，其数值与电动机端电压平方成正比；第二项为定子和转子绕组漏抗的无功，与电流（电动机负载）的平方成正比，在电压升高时由于转差 s 减小使电流下降而使其有所降低。图 10.2-2 是异步电动机无功功率—电压的静特性，在额定电压工作点附近，异步电动机吸收的无功功率随电压的下降而下降，这是因为励磁电抗的无功占主要部分。但电压下降到一定程度，电压下降反而使异步电动机吸收的无功增加，这是因为漏抗中的无功占了主要部分。另外，无功功率—电压的静特性与电动机负载特性及负荷率有很大关系，负荷率高时，漏抗中的无功在电动机的总无功中占的比例要高一些。n 是电动机负载特性，$n=2$ 为风扇、泵等负载。

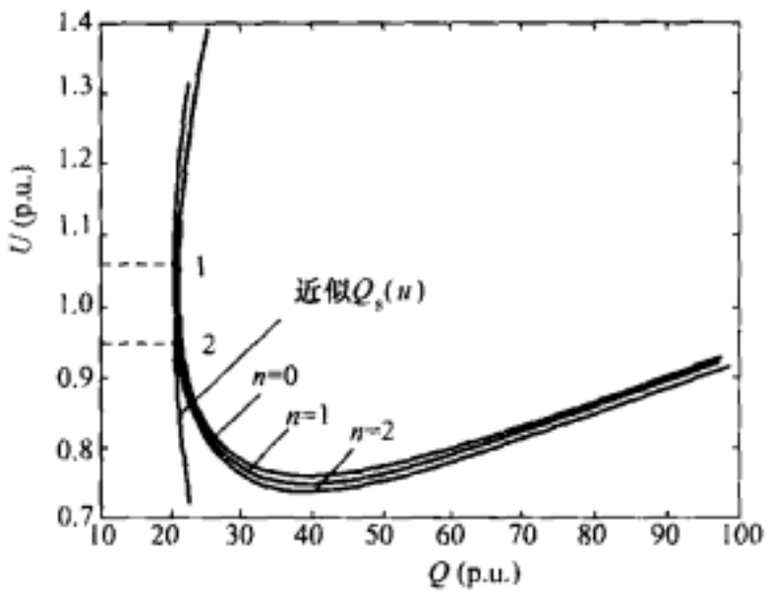


图10.2-2 异步电动机电压与无功功率关系

值得注意的是，异步电动机负荷的动态特性。图 10.2-3 所示是带恒定机械转矩负载的异步电动机，在扰动后 1s 内负荷电压、功率和无功功率的变化情况。扰动之后，电压以阻尼振荡方式跌落，随之就是明显的快速降低。0.5s 后它是 0.66p.u.，1.0s 后它降到 0.38p.u.。同时无功功率却有规律地上升，而有功功率迅速下降。这意味着需要从电网中获得过量电流，随之而来的是大幅度的电压降低导致了电流及电压更大的降低，最终使电压崩溃。

对异步电动机负荷的无功电压特性应注意：①在秒级时间内很快恢复负荷。②功率因数低，无功需求大。③由电动机吸收的稳态有功值主要取决于负载，基本上与电压无关，除非是到达了失速阶段。但电动机的无功值对电压水平较灵敏，当电压开始降低时，无功会减少；但电压进一步降低时，无功反而增加。在电压低和/或机械负荷增加的情况下易于失速停转。④电动机带恒定转矩负载以及重负载时对电

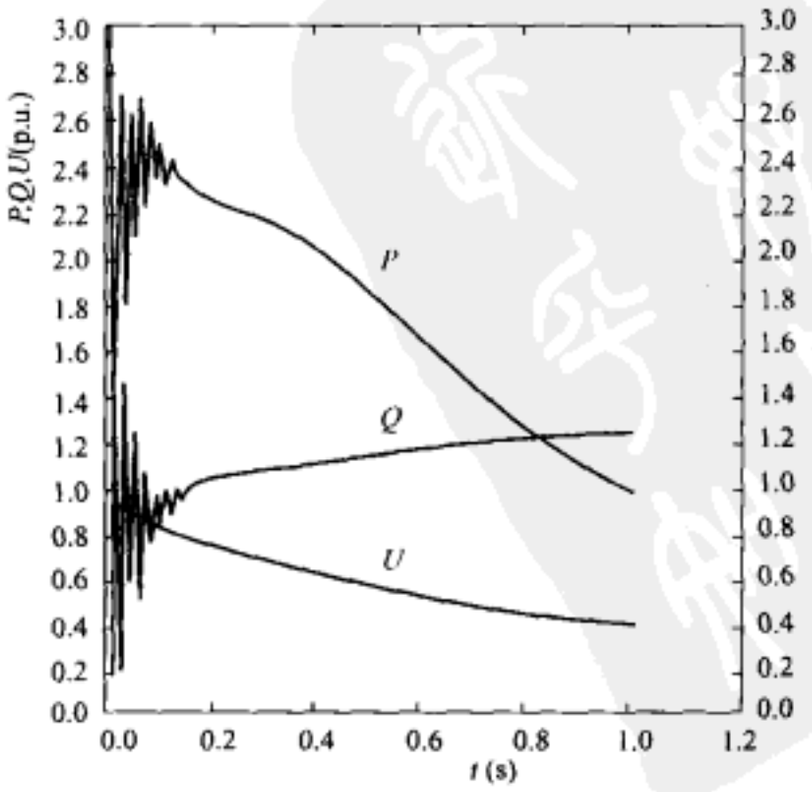


图 10.2-3 大扰动后异步电动机负荷的响应特性

压稳定更为不利，电动机更易失速。随着负载的增加，无功对电压的灵敏度降低。对于恒转矩负荷，灵敏度（额定电压附近）约为：负载 0.7 时 1.8；负载 1.0 时 1.4，负载 1.2 时 1.0。对可变转矩负载，相应的灵敏度值分别为 1.9，1.5 和 1.3。⑤电动机起动时，从停止状态（$s=1$）到正常工作（s 很小），阻抗由小变大。起动时的电动机阻抗远小于正常工作时的阻抗。因此，电动机起动时的电流比正常工作时的电流大数倍。而且起动电流主要是无功电流，电动机起动时从系统吸收大的无功电流，将引起电压跌落。

2.2　输电线路的无功功率

电能从发电厂到达用户的用电设备，要经过输电线路、变压器等设备构成的传输系统。电力系统无功功率的需求因传输系统负荷加重而增加，在 $N-1$ 事件后传输每兆瓦有功功率可能使无功需求急剧增加。

输电线既有感性无功功率又有容性无功功率，其净无功需要定义为等于线路两端口由系统吸收或送往系统的感性无功量。

输电线并联电容（或“充电电容”）发出与电压平方成正比的感性无功。因为节点电压一般要保持在额定电压 1±5%以内，所以线路的容性无功相对是恒定的，即：传输线产生无功 $Q_C=U^2B$（相对不变的），$B=\omega C$ 是线路并联电纳。

输电线串联电感的感性无功与电流平方成正比。因为电流从重载到轻载变化很大，输电线感性无功需来也随之有大的变化，即：$Q_L=I^2X$（变化的），$X=\omega L$ 是线路串联电抗。

对于图 10.2-4 所示的传输系统，输电线路用 Π 形等效电路表示，线路的无功为

$$\Delta Q_L+\Delta Q_C=\frac{P_s^2+Q_s^2}{U_s^2}X-\frac{U_s^2+U_r^2}{2}B$$

$$=\frac{P_r^2+Q_r^2}{U_r^2}X-\frac{U_s^2+U_r^2}{2}B \qquad (10.2\text{-}43)$$

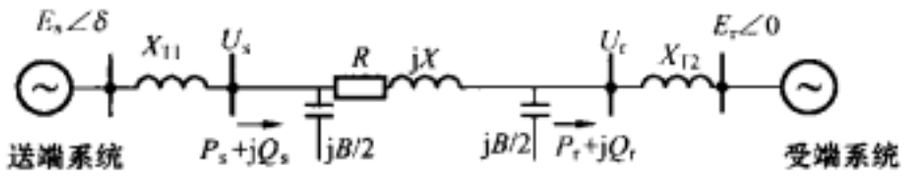


图 10.2-4　传输系统等效电路

传输线容性无功量等于感性无功量时所传输的负荷叫做波阻抗（或特性阻抗）负荷。对于单位长度电抗为 x 和电纳为 b 的线路，当 $U^2b=I^2x$ 时，波阻抗为：$Z_0=U/I=\sqrt{x/b}=\sqrt{l/c}$，波阻抗负荷为：$P_0=\frac{U^2}{Z_0}$。波阻抗负荷是理想的负荷，不仅线路容性的无功等于感性的无功，而且输电线各点的电压和电流都是一样的，电压和电流还是同相位的。

电缆线路的参数与架空输电线的差别很大。因为相间距离近，电感电抗较小而电容电抗及其充电功率较大，波阻抗及波阻抗负荷也不同于架空线。

2.3　并联电抗器的无功功率

并联电抗器是一种感性无功补偿设备，它可以吸收系统中感性无功功率。为了防止超高压线路空载或轻负荷运行时，线路的充电功率（容性无功功率）造成线路电压升高，一般装设并联电抗器吸收线路的充电功率，同时，并联电抗器也用来限制由于突然甩负荷或接地故障引起的过电压。

在超高压和特高压输电线路上的并联电抗器或在变压器第三绕组上以及高、中压配电母线上的并联电抗器，运行过程中吸收感性无功功率。若并联电抗为 X_L，接入点电压为 U，则其吸收的无功为 $Q=U^2/X_L$。

并联电抗器的新发展是可控电抗器，其电抗值（无功）是根据系统运行电压可调的。

2.4　变压器的无功功率

对电压和电压稳定性来说，变压器阻抗是很重要的。传输大功率的变压器阻抗（漏抗）为其基值的 8%～11%，配电变压器阻抗为其基值的 2%～4%。多数配电变压器工作在一定的饱和度下，使得无功—电压灵敏度较高。变压器需要的无功功率一般约为其额定容量的 10%～15%，它的空载无功功率约为满载时的 1/3。

电力传输和分配中经历多次升压和降压的电压变换，变压器容量是发电机容量的 5～7 倍。变压器中的无功包括励磁支路和绕组漏抗两部分，其中，励磁支路的无功功率的百分值基本上等于空载电流 I_0 的百分值，约为 1%～2%；绕组漏抗的无功功率，随变压器的负荷率而变化。在变压器满载时，大体上等于短路电压 U_k 的百分值，约为 10%左右。当变压器以 Γ 形等效电路表示时（图 10.2-5），变压器总的无功功率为

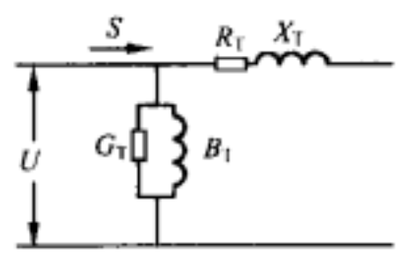


图 10.2-5　变压器等效电路

$$Q_{LT}=\Delta Q_0+\Delta Q_T=U^2B_T+\left(\frac{S}{U}\right)^2X_T$$

$$\approx\frac{I_0\%}{100}S_N+\frac{U_k\%S^2}{100S_N}\left(\frac{U_N}{U}\right)^2 \qquad (10.2\text{-}44)$$

式中：U，S 为变压器运行时电压和视在功率；U_N，S_N 为变压器额定电压和额定容量。

在电网中，相对线路电抗 X_L，X_T往往是比较大的，特别是多级电压传输网络，累计的变压器无功需求是相当大的，表 10.2-1 中列出了一个 5 级变压网络，从电厂到用户电压变换有 16.5/500kV 升压和 500/220、220/35、35/10、10/0.4kV 降压。

表 10.2-1　　5 级变压网络的变压器无功功率

变压器无功功率	变压器全部满负荷	变压器全部 50%负荷
励磁支路无功功率需求	7%	7%
绕组漏抗中无功功率需求	50%	12.5%
变压器中无功功率总需求	57%	19.5%
变压器无功功率/变压器负荷	57/100	19.5/50

控制变压器的无功需求应当做到：①避免变压器轻载运行；②及时退出空载变压器。

2.5　晶闸管控制电路（直流输电换流站）中的无功功率

晶闸管控制的变流装置，如直流输电的换流站、炼铝等大工业整流负荷、各种 FACTS 设备，在换流过程中要大量的无功功率。

常规直流输电（自换相）的换流站，通过晶闸管换流桥换流时，需要大量无功功率。

换流站吸收的无功功率 Q：

（1）整流站

$$Q_{C1}=P_{d1}\tan\varphi_1=P\sqrt{\left(\frac{U_{d01}}{U_{d1}}\right)^2-1} \qquad (10.2\text{-}45)$$

（2）逆变站

$$Q_{C2} = P_{d2}\tan\varphi_2 = P\sqrt{\left(\frac{U_{d02}}{U_{d2}}\right)^2 - 1} \quad (10.2\text{-}46)$$

式中：P_{d1}，P_{d2}为整流站和逆变站的有功功率；φ_1，φ_2 为整流站和逆变站的功率因数角，(°)；U_{d1}，U_{d2}为直流输电线两端电压；U_{d01}，U_{d02}为整流站和逆变站一个极的理想空载直流电压，kV，$U_{d01} = N_1 \times 1.35U_1$，$U_{d02} = N_2 \times 1.35U_2$，其中 N_1，N_2为整流站和逆变站每极中 6 脉冲换流器数；U_1，U_2为整流站和逆变站换流变压器阀侧空载线电压有效值，kV。

由式（10.2-45）和式（10.2-46）可知，直流输电换流站中的无功需求与传输的有功功率成正比。与晶闸管触发角（或关断角）及换相角有关。一般整流器吸收的无功功率约为直流输送功率的 30%～40%，逆变器吸收的无功功率约为 40%～60%。

换流站的无功功率由 SVC、调相机、并联电容器及滤波器等提供。通常换流站的无功补偿量为换流站额定功率的 60%。

2.6 分布式电源的无功需求

一些分布式电源，如风电和太阳光伏发电，它们往往处于电网的末端，可以看作负的负荷。采用笼型异步发电机的风力发电系统，因其本身没有励磁，需要系统提供无功进行励磁，其无功需求量随风力发电机的有功增加而增加。

笼型异步风力发电机吸收的无功功率 Q_e 与有功功率 P_e 之间的关系为

$$Q_e = -\frac{r_2^2 + x_k(x_k + x_m)s^2}{r_2 x_m s}P_e \quad (10.2\text{-}47)$$

式（10.2-47）表明，异步发电机吸收的无功功率与输出的有功功率 P_e和转差率 s 的大小有密切的关系。

异步风力发电的无功需求通过并联电容器补偿，其补偿量约为发电机额定功率的 30%。风力发电机组中异步发电机的功率因数是 0.62～0.87，每台风力发电机都装有电力电容器作为无功补偿。600kW 的常规异步风力发电机需要提供的无功补偿量为 200～300kvar。

光伏发电发出的是直流电，供给交流负荷或并网时，通过逆变器把直流电变换为交流电，或把蓄电池储存的电能逆变成交流，都需要无功功率。

3 无功功率电源

3.1 电力系统无功电源构成

无功电源是指包括发电机实际可调无功功率、线路（电缆）充电功率，以及电力部门和电力用户无功补偿设备在内的全部容性无功容量，包括：①发电厂发电机的无功功率；②变电站和用户安装的调相机的无功功率；③输电线路的充电功率；④变电站和用户安装的并联电容器；⑤变电站和用户安装的静止无功补偿装置等。

一个装机容量为 10GW 的电力系统，也是一个需求容量为 12～15Gvar 无功功率的系统。电力网络中有功损耗不到 10%，而无功需求达 30%～50%。据统计，电力系统运行中无功功率必须大于有功功率的 120%～150%，系统才能正常运行。我国几个主要电网中，无功功率为有功功率的 130%～140%。

与有功电源一样，无功电源也要有备用容量。一般电网中无功电源的备用容量为无功负荷的 7%～8%。这些备用容量大部分置于运行着的发电机及调相机中。我国目前无功电源结构大致为发电厂无功 45%～50%，线路充电功率 5%～10%，无功补偿装置 18%～20%，用户补偿装置 24%～29%。

3.2 同步发电机

3.2.1 同步发电机相量图和功率表达式

发电机主要作为有功电源，但又是基本的无功电源。同步发电机的相量图如图 10.2-6 所示。图中 x 为系统同步坐标，d，q 为发电机坐标。φ是发电机端电压 $\dot{U}$ 和定子电流 $\dot{I}$ 之间的角度，即功率因数角；δ 是发电机内电势 $\dot{E}_q$ 和 $\dot{U}$ 之间的角度，即功率角；θ 是 $\dot{E}_q$ 和同步坐标 x 之间的角度。

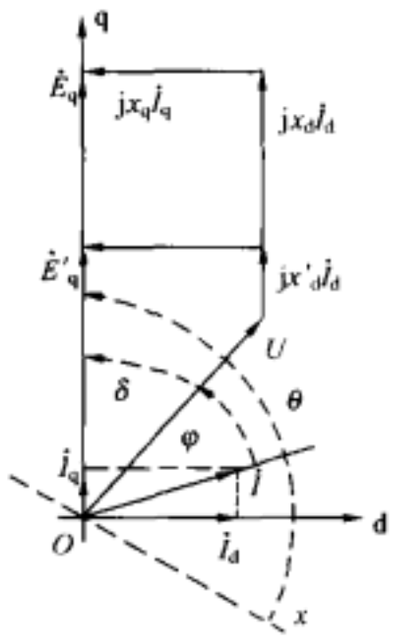


图 10.2-6 同步发电机的相量图

凸极同步发电机输出的有功功率和无功功率表达式分别为

$$\left.\begin{aligned} P &= \frac{E_q U}{x_d}\sin\delta + \frac{U^2}{2}\left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d}\right)\sin 2\delta \\ Q &= \frac{E_q U\cos\delta}{x_d} - U^2\left(\frac{\sin^2\delta}{x_q} + \frac{\cos^2\delta}{x_d}\right) \end{aligned}\right\} \quad (10.2\text{-}48)$$

式中：x_d 为直轴同步电抗；x_q 为交轴同步电抗。

对于隐极同步发电机，$x_d \approx x_q$，其有功和无功功率表达式为

$$\left.\begin{aligned} P &= \frac{E_q U}{x_d}\sin\delta \\ Q &= \frac{E_q U\cos\delta}{x_d} - \frac{U^2}{x_d} \end{aligned}\right\} \quad (10.2\text{-}49)$$

发电机并网后，隐极同步发电机输出无功功率情况如下：

（1）无载情况，发电机不输出有功功率。$\sin\delta = 0$，$\cos\delta = 1$。

$$Q = \frac{E_{q0}U}{x_d} - \frac{U^2}{x_d} \quad (10.2\text{-}50)$$

式中：E_{q0}为发电机空载电动势。

$E_{q0} = U$ 时，定子电流 $I = 0$，没有无功输出，转子励磁建立的内电动势与机端电压（电网电压）相等；增加励磁，$E_{q0} > U$，发电机输出感性无功功率；减小励磁，$E_{q0} < U$，发电机输出容性无功功率。

（2）负载情况，按式（10.2-49），发电机输出无功：①正常励磁，发电机功率因数 $\cos\varphi = 1$，定子电流与端电压同相位，发电机不输出无功功率；②过励磁，增加励磁电流，励磁电动势也随之增大，功角减小。定子电流滞后于端电压，此时 $E_qU\cos\delta > U^2$，发电机输出感性无功功率；③欠励磁，减小励磁电流，发电机内电动势随之减小，功率角增大，定子电流领先端电压。此时 $E_qU\cos\delta < U^2$，发电机发出容性无功功率。

3.2.2 同步发电机的运行容量极限

发电机在额定工况下运行时，可发出的额定无功功率 Q_{GN} 为

$$Q_{GN} = S_{GN}\sin\varphi_N \tag{10.2-51}$$

式中：S_{GN}为发电机额定视在功率；φ_N 为发电机额定功率因数角。

发电机在非额定功率因数运行时，可通过改变进入转子回路的励磁电流来实现对发电机输出无功功率的平滑调整，既可以发出无功，又可以吸收无功。其提供无功功率的能力由发电机运行 P—Q 极限决定，如图 10.2-7 所示为隐极同步发电机的运行容量极限图。图中，以 B 点为圆心，AB 为半径作转子额定电流圆弧 AC；以 O 点为圆心，OA 为半径作定子额定电流圆弧 ADGK，这两个圆弧交点 A 所对应的发电机定子、转子电流同时达到额定值，OA 在纵横坐标上的投影分别为额定有功功率和无功功率。OB 代表电机与无穷大电网并联运行，$P=0$ 时可吸收的最大无功功率。当 $\cos\varphi$ 降低时，由于受到转子电流限制，发电机运行点不能超过弧线 AC，C 点为 $\cos\varphi=0$ 时，发电机输出的无功功率最大。当 $\cos\varphi$ 增高时，发电机电枢反应减小，所需的励磁电流减小，故励磁电流不成为限制因素。但此时要受到定子电流的限制，发电机的运行点不能超过弧线 ADGK。对于发电机的有功功率，则不能超过汽轮机的额定功率。因此，过 D 点后继续提高 $\cos\varphi$ 时，受到原动机功率限制线（DEF 线）的限制。所以在稳态条件下，发电机允许运行范围取决于四个条件：①原动机输出功率极限，即发电机的电功率输出稍小于或等于原动机额定功率（DEF 线）；②发电机额定容量。即由定子发热决定的允许范围，发电机的运行点不能超过弧线（ADGK 线）；③发电机磁场和最大励磁电流极限，通常由转子或定子发热决定，迟相运行受 AC 弧线限制，进相运行受 K′J 限制；④进相运行时静稳极限：BH 是发电机与系统联系电抗 $X_S=0$、发电机运行功角为 90°时的静稳极限线，弧线 RP 是 $X_S\neq0$，机端电压 $U=1$ 时的静稳极限线，直线 BB′是功角为 70°，即静稳储备为 6%时的静稳极限，通常以 10%的静稳储备为进相运行时发电机的有功功率的限制（F′L 线）；⑤曲线 MLN 为允许的最小励磁电流限制线，通常取额定励磁电流 10%。在由这些条件决定的 P—Q 极限范围内，在一定定子电压和电流下，当功率因数下降时，发电机有功输出减少，无功输出增大，而功率因数上升时则相反。

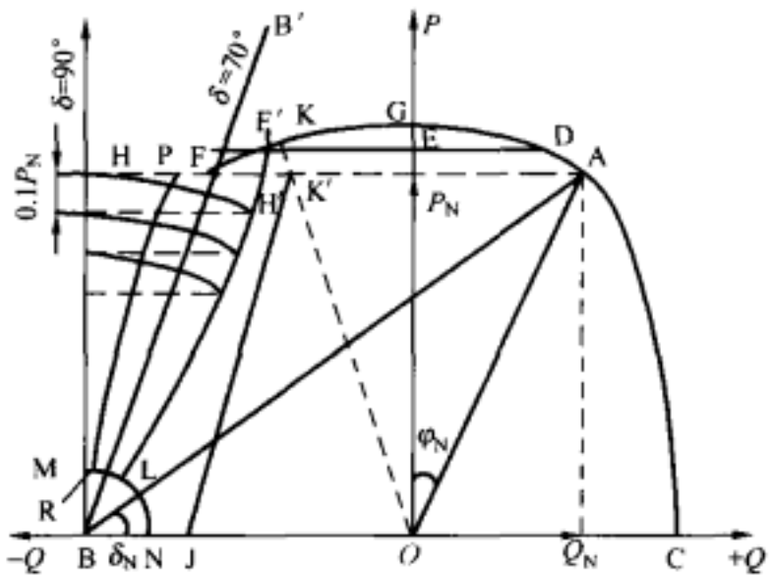


图 10.2-7　隐极同步发电机的运行容量极限图

3.2.3　同步发电机的通用 P—Q 曲线

图 10.2-7 所示的同步发电机的 P—Q 曲线表示了发电机运行过程中有功功率和无功功率之间的关系。从图中可以知道在有功功率一定的条件下最大的允许无功功率。

若不知道发电机同步电抗，仅知道它的额定功率因数，则可通过通用 P—Q 曲线查出不同有功功率时允许的无功功率。如图 10.2-8（a）和（b）所示。图中实线表示额定功率

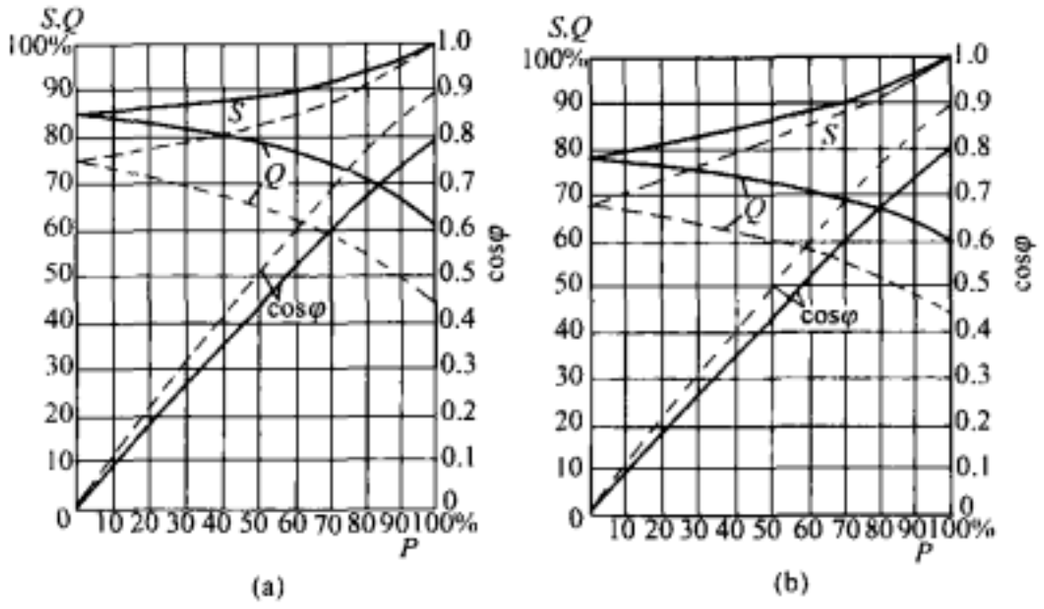


图 10.2-8　同步发电机通用 P—Q 曲线
（a）汽轮发电机；（b）水轮发电机

因数为 0.8 的发电机，虚线表示额定功率因数为 0.9 的发电机。其他功率因数值可用插值法求解。

3.2.4　同步发电机的 U 形曲线

U 形曲线是定子电流 I_S和励磁电流 I_L之间的关系曲线。如图 10.2-9 所示。图中每条 U 形曲线代表一个有功功率输出状况，曲线最低点的连线（虚线）表示 $\cos\varphi=1$ 的运行情况，只发出有功，不发出无功，且定子电流值最小。最下面的一条曲线是有功输出为零，点 a 表示不输出无功功率的励磁情况，即空载励磁情况。虚线右边是过励状态，它输出感性无功功率；虚线左边是欠励状态，它输出容性无功功率。图中不稳定区是励磁电流很小，励磁电动势 E_0很小，发电机达到临界功率角（90°），再减小励磁系统就不能保持功角稳定了。

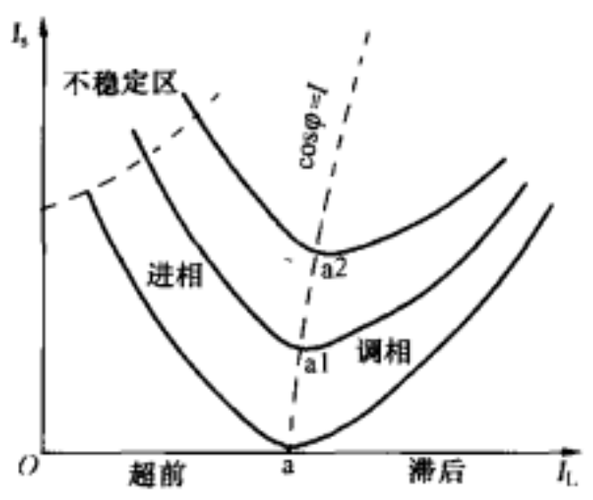


图 10.2-9　同步发电机的 U 形曲线

3.2.5　在励磁控制（AVR）下的无功输出

假定励磁调节器特性，用标幺值表示

$$E_q = G(U_{ref} - U) \tag{10.2-52}$$

式中：U_{ref}为发电机参考电压；G 为 AVR 稳态开环增益。

对于隐极机

$$Q = -\frac{U^2}{x_d} \pm \frac{1}{x_d}\sqrt{[GU(U_{ref}-U)]^2 - (x_d P)^2} \tag{10.2-53}$$

发出无功时取＋号，吸收无功时取－号。实际的发电机无功电压特性如图 10.2-10 所示。这是采用比例积分（PI）励磁控制的大型发电机的 Q—U 特性。图中，G 是励磁调节器增益。

3.2.6　磁场电流限制下的无功功率

采用积分控制的过励限制（OXL），当发电机达到过励限制时，磁场电流达到限制值 I_{fd}^{lim}，在标幺制中，励磁电动势值等于励磁电流值，即：$E_q = I_{fd}^{lim} = E_q^{lim}$。

采用比例控制的过励限制，当发电机达到过励限制时，

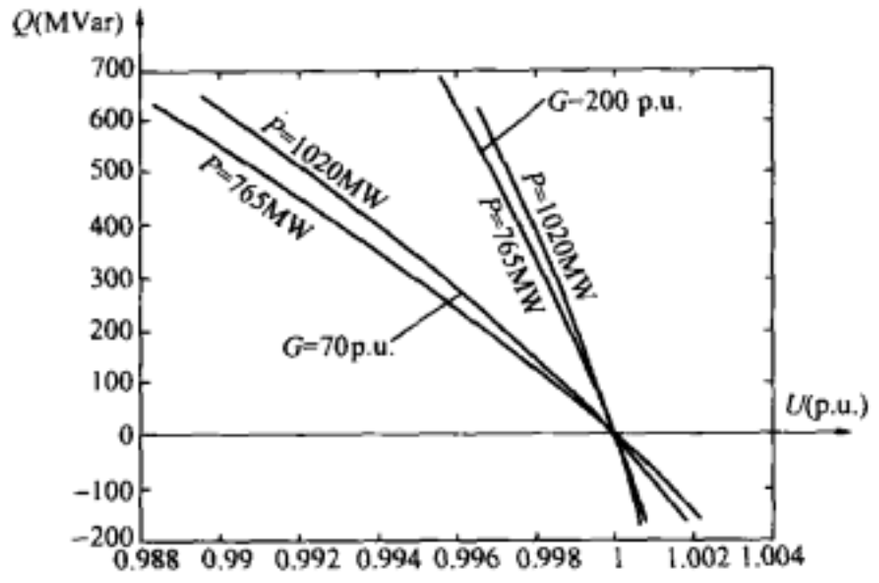


图 10.2-10 AVR 控制下的 $Q-U$ 特性

磁场电流达到限制值 I_{fd}^{lim}，励磁电动势为

$$E_q=\frac{G}{1+GK_P}(U_{ref}-U)+\frac{GK_P}{1+GK_P}E_q^{lim} \quad (10.2\text{-}54)$$

式中：K_P 为比例调节增益。

隐极同步发电机在过励限制下的无功输出为

$$Q=-\frac{U^2}{x_d}+\frac{1}{x_d}\sqrt{[UE_q^{lim}]^2-(x_dP)^2} \quad (10.2\text{-}55)$$

3.2.7 定子电流限制下的 $Q-U$ 特性

电枢电流达到限制值 I_{max}时，发电机无功输出为

$$Q=\sqrt{(UI_{max})^2-P^2} \quad (10.2\text{-}56)$$

在 AVR 控制、磁场电流限制及电枢电流限制下的 $Q-U$ 特性分别示于图 10.2-11 中。图中，当发电机运行在 765MW 时，如果电网要求发电机增加无功维持其端电压，则在 AVR 控制下运行点沿 $P=765$MW 实线向上移动。在 A 点，到达转子磁场电流限制极限，引起过励限制器动作，之后，发电机电压就不再受控。如果电网仍要发电机增加无功，则运行点就继续上移到 B 点，到达定子电枢电流极限，电枢电流限制器动作后，发电机发出的无功功率就急剧减少。

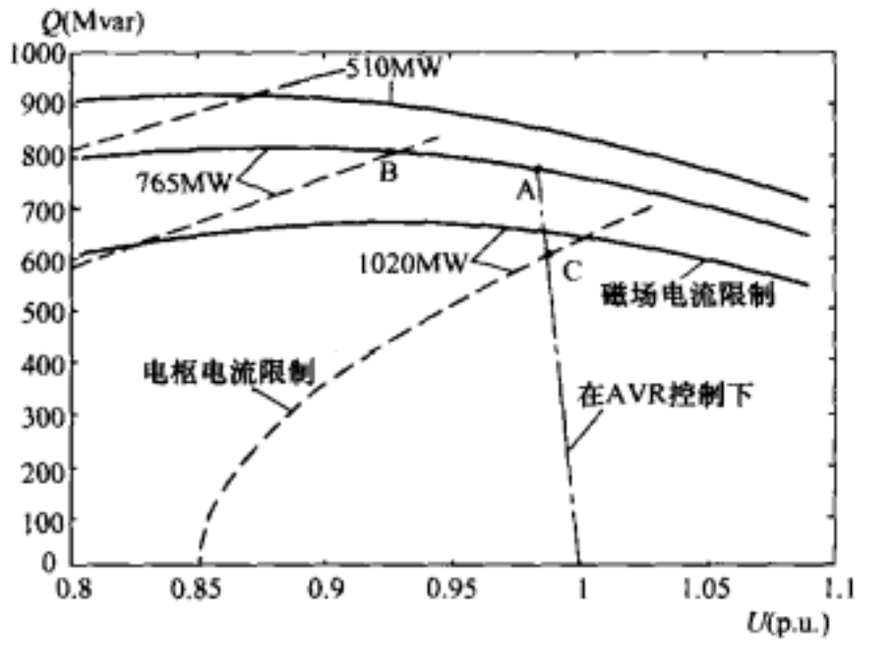


图 10.2-11 发电机 $Q-U$ 特性：AVR 控制（点划线）、磁场电流限制（实线）和电枢电流限制（虚线）

当系统无功电源不足时，可利用靠近负荷中心的发电机降低功率因数运行，从而多发无功功率以提高电压水平，但最大无功输出不应越出发电机的 $P-Q$ 极限。

3.2.8 火力发电厂的无功功率

发电厂是最重要的无功电源，它在发出有功功率的同时，也发出无功功率。但是发电机发出的无功功率要扣除厂用无功负荷和主变压器的无功后才是送往系统的无功功率。表 10.2-2 是汽轮发电机额定有功和无功功率表，功率因数低的发电机接入地区电网，承担地区无功负荷的需求。功率因数高的发电机，接入高压电网，向远方负荷送电，其发出的无功主要供厂用负荷、主变压器和线路无功需求用，向远方负荷送大量无功既不经济也有困难。

表 10.2-2 汽轮发电机额定有功和无功功率表

额定有功功率（MW）	额定无功功率（Mvar）	cosφ	扣除厂用电后可送出无功（Mvar）	主变压器高压侧可送出容量（Mvar）
3	2.25	0.8	2.0	1.8
6	4.5	0.8	4.0	3.5
12	9	0.8	8.0	6.7
25	18.8	0.8	17	14
50	37.5	0.8	33	27
100	62	0.85	54	40
125	77.5	0.85	67	48
200	124	0.85	110	75
300	186	0.85	160	110
500	310	0.85	270	186
600	291	0.9	240	140
800	387	0.9	325	200

3.3 同步调相机

同步调相机是一种不带机械负载，也不带原动机，专门用于向电力网供应或吸收无功功率的同步电动机。同步调相相机过励磁运行时，向电网供应无功功率；欠励运行时，吸收电网的无功功率。

同步调相机与可投切的并联电容器和电抗器相比，具有自身的优点：①调相机可以随着系统负荷的变化，快速、平滑地调节电力网络的无功功率，使电网电压保持在规定的水平。电容器和电抗器只能分成若干个组，进行阶梯式的调压。②调相机可以根据系统无功的需要，调节励磁运行，过励磁时可以做到发出其额定值 100%的无功功率，欠励磁时还可以吸收其额定值 50%～65%的无功功率。电容器只能发出无功，不能吸收无功。电抗器只能吸收无功功率。③调相机可以安装强行励磁装置，当电网发生故障时，电压剧烈降低，调相机可以强行励磁，保持电网电压稳定，因而提高了系统运行的稳定性。电容器输出无功功率与运行电压的平方成正比，电压降低，输出的无功将急剧下降，不能起到稳定系统电压的作用。④调相机的进相运行是解决系统低谷时无功功率过剩、电网电压升高的一种经济价值高、技术上简单易行和可靠的调压手段。⑤调相机进相运行不同于大型汽轮发电机组，调相机进相运行时的静态稳定性好，且不受定子过电流和厂用母线电压低的限制，但端部铁心及结构件的发热有所增高。

调相机是最早采用的一种无功补偿设备，自第一台调相机 1913 年在美国南加利福尼亚爱迪生公司电网投入运行以求，已有 90 多年的历史，早期容量较小，都是空冷型的，主要供改善功率因数用。之后为了系统的不同需要，为了提高容量，减少损耗，1928 年在美国特纳变电所投入了第一台氢冷调相机，1971 年在美国杜蒙变电所投入了第一台全水内冷调相机。中国在 20 世纪 50 年代末开始制造少量空冷调相机，1978 年试制成功第一台 60MVA 氢冷调相机，于 1982 年在长沙变电站投入运行。80 年代末在天津北郊 500kV 变电站投运了一台进口的 160MVA 氢冷调相机。

调相机的主要缺点是投资大、旋转机械、噪声大、运行维护复杂。因此，作为无功补偿设备并联电容器得到大量采用后，许多国家不再新增同步调相机，但有些负荷区的退役小机组改装调相机运行仍是可取的。

3.4　并联电容器

并联电容器或移相电容器是并联连接于电力网络中，主要用于补偿感性无功功率以改善功率因数。并联电容器在电力网络中使用的数量很大，大约相当于发电机安装容量的40%～50%。作为无功补偿设备，电容器显著优点是：①电容器是最经济的设备，它的一次性投资和运行费用都比较低，且安装调试简单；②电容器的损耗低、效率高，现代电容器的损耗只有本身容量的 0.02%左右，大大低于调相机；③电容器是静止设备，运行维护简单，没有噪声；④电容器的应用范围广，可以集中安装在中心变电站，也可以分散安装在配电系统和厂矿用户；⑤高容量的超级电容器还可以作为分布式电源的储能装置。并联电容器的缺点是无功出力不能平滑调节，并且其无功输出与端电压平方成正比，当电网电压下降，需要增加无功补偿时其无功出力反而按电压平方的比例下降；当电网电压升高，需要减少无功补偿时其无功功率反而按电压平方的比例上升。

并联电容器是电网中用得最多的一种无功功率补偿设备，目前国内外电力系统中 90%的无功补偿设备是并联电容器，其使用的场合有：①装设于用户负荷处、配电线路中或高压变电站内，以改善功率因数和电压质量；②装设于枢纽变电站内，用真空开关或六氟化硫（SF_6）断路器分组投切，以控制电网电压，提高静态功角稳定性；③用于超高压直流输电系统，补偿换流站所需的无功功率；④与 SVC 和 STATCOM 等配套使用，并兼作滤波器。

1900 年开始研究电容器，世界上第一台并联电容器是一个大的莱顿瓶，电压可以达到 10kV。早期是纸介质电容器，1930 年制成了氯化联苯电容器，20 世纪 80 年代后生产出毒性较小的全膜电容器和金属化电容器等，中国电容器的产品质量已达到世界先进水平，在国内电力网中得到广泛应用。

3.5　FACTS 装置

灵活交流输电技术（FACTS）是将电力电子技术、微处理机技术和控制技术等高新技术集中应用于高压输变电系统，以提高输配电系统可靠性、可控性、运行性能和电能质量并获取大量节电效益的一种新型综合技术。早期受电力电子设备发展的限制，使 FACTS 技术在经济上和运行可靠性方面优势不明显。随着大功率高电压电力电子技术、微处理机技术和控制技术在近十几年的高速发展和日益成熟稳定，FACTS 技术可靠性有了很大的提高，造价也不断降低。

作为快速可控无功电源的 FACTS 装置主要是并联型 FACTS 装置，典型的并联型 FACTS 装置是静止无功补偿器（SVC）和静止同步补偿器（STATCOM）。

SVC 是指由固定电容器组、晶闸管控制的电容器组（TSC）和电抗器组（TCR）组合成的无功补偿系统。通过调节 TCR 和 TSC，使整个装置无功输出呈连续变化，静态和动态地使电压保持在一定范围内。但由于这种设备在电网电压的波动超出一定范围时表现出恒阻抗特性，因而在电网电压波动大时不能充分发挥其作用。

STATCOM 主回路主要是由大功率电力电子器件（如门极可关断晶闸管 GTO、IGBT）组成的电压型逆变器和并联直流电容器构成，是与传统 SVC 原理完全不同的无功补偿系统。SVC 基于并联电容器和电抗器的概念，而 STATCOM 基于同步调相机原理。它所输出的三相交流电压 U_g 通过变压器与系统电压 V_s 同步，并通过控制 U_g 来调节无功功率的输出，当 $U_g > U_s$ 时，输出感性无功功率；当 $U_g < U_s$ 时，输出容性无功功率。因此，设备无功功率的大小都由它输出的电流来调整，而其输出的电流与系统电压基本无关。它的功能、原理类似于同步调相机，但它是完全的静态装置，因此 STATCOM 又称为静止同步调相器，它的动态性能远优于同步调相机，启动无冲击，调节连续范围大，响应速度快、损耗小。由于采用了 GTO、IGBT 等可关断器件，可以避免换相失败，直流侧的电容器只是用来维持直流电压，不需要很大容量，而且可以用直流电容器构成，因而装置体积小且经济。

SVC 和 STATCOM 在用户的补偿中主要用于电弧炉补偿、轧钢机补偿、整流负荷补偿和平衡牵引负荷等。在输电系统中主要用于增强系统稳定，提高输电能力；系统潮流波动时稳定电压。

3.6　输电线和电缆中的充电功率

完整表征输电线路电气特性的最基本参数是线路电阻、线路电感、线路电容和线路绝缘的泄漏电导，分别用 R、L、C、G 表示，它们都是导线尺寸、型号、线间距离和对地高度、频率、温度的函数。以这四个基本参数表示的输电线路 Π 形等效电路如图 10.2-12 所示。

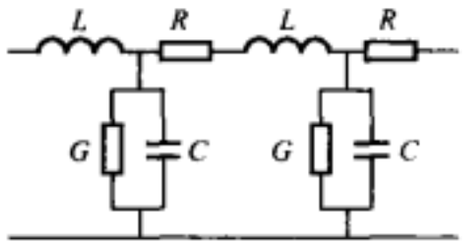


图 10.2-12　输电线路基本参数

三相交流架空输电线路的电容有两部分，两根输电线之间的相间电容和导线与大地之间的对地电容，导线和大地都可看成是电容器的极板。运行中的不同电压等级的最大导线截面的架空输电线路的充电功率近似值见表 10.2-3。单芯铅包充油电缆的充电功率列于表 10.2-4。

表 10.2-3　　架空输电线路的充电功率　　Mvar/100km

线路电压（kV）	35	63	110	220	330	500	750	1000
线路充电功率	0.365	1.05	3.54	14.8 (18.3)	38.8	97.2	219	530

注　220kV 括号中值为双分裂，330kV 为双分裂，500kV 和 750kV 为 3 分裂。

表 10.2-4　　单芯铅包充油电缆的充电功率　　Mvar/km

线路电压（kV）	35	110	220	330	500
100mm²		1.07			
180mm²		1.2			
270mm²		1.23	3.25	6.5	
400mm²	0.09	1.26	3.57	7.2	
600mm²	0.1	1.52	3.9	7.77	
680mm²		1.58	4.05	8.0	17.3
920mm²	0.12	1.75	4.45	8.74	
1200mm²		2.07	5.2	10.1	
1600mm²		2.3	5.73	11.1	
2000mm²		2.51	6.2	11.92	

4　无功功率传输

4.1　有功功率、无功功率传输和电压降落

4.1.1　功率传输

有功功率和无功功率传输取决于发送端电压 U_1 和接受

端电压幅值U_2及其间的相角θ以及两端间的联系电抗X。发送端和接受端通过一个等效电抗（$Z_{LN}=X$，即假定$R=0$）连接起来，送、受端功率表达式分别为

$$P_1=\frac{U_1U_2}{X}\sin\theta=P_{max}\sin\theta \tag{10.2-57}$$

$$Q_1=\frac{U_1^2-U_1U_2\cos\theta}{X} \tag{10.2-58}$$

$$P_2=\frac{U_1U_2}{X}\sin\theta \tag{10.2-59}$$

$$Q_2=\frac{U_1U_2\cos\theta-U_2^2}{X} \tag{10.2-60}$$

对于典型的功率传输，例如功角小于30°时，$P=P_{max}\theta$，它说明，有功率传输主要与送受端两电压之间的角度θ有关。

对于无功功率的传输，通常与电压幅值有关。对于小的角度，$\cos\theta\approx1.0$，$Q_2\approx U_2(U_1-U_2)/X$，$Q_1\approx U_1(U_1-U_2)/X$。$Q_1$和$Q_2$的差值就是电抗为$X$的输电线路在$U_1$、$U_2$及$\theta$时所需要的无功功率。可以看出：无功功率传输主要取决于电压幅值，而且总是从高电压节点流向低电压节点。在系统紧急事故或崩溃期间，受端或负荷端电压下降时，输电线或变压器两端可能传输的无功功率具有重要意义。

线路两端之间的联系电抗X也是决定线路传输功率的重要参数，显然，X小，则可传输功率大。若两个系统之间或发电机与系统之间的联系电抗小，则称之为强联系；电抗大，则称之为弱联系。

4.1.2 电压降落

图10.2-13所示输电线路，始节点为1，终节点为2。这个系统可以看成发电机通过串联阻抗$Z_L=R+jX$向负荷传输功率$S=P+jQ$。当线路两端之间电压差不太大，功率传输角θ较小时（θ等于线路两端电压相位差），沿传输线的电压降落为

$$\Delta U=\frac{PR+QX}{U_2}+j\frac{PX-QR}{U_2}=\Delta U_2+j\delta U_2 \tag{10.2-61}$$

电压降落可以分成两个分量，如图10.2-13（b）所示，与U_2同相位的纵分量$\Delta U_2=(PR+QX)/U_2$，与U_2正交的横分量$\delta U_2=(PX-QR)/U_2$。

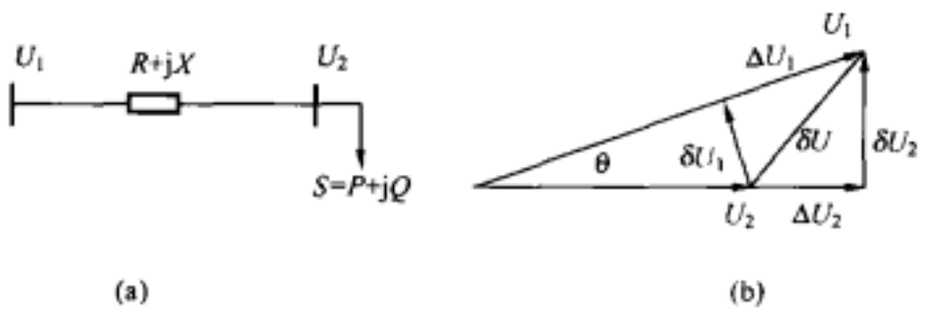


图 10.2-13 有功和无功功率传输的基本模型
（a）电路图；（b）相量图

线路两端电压有效值之差称为电压损耗。当两端电压相位差较小时，可忽略电压降落的横分量对电压损耗的影响，把电压降落纵分量近似看作电压损耗。

对于高压输电线路，$R\ll X$，电压降落的纵分量主要取决于所输送的无功功率，电压降落的横分量主要取决于所输送的有功功率。纵分量主要影响电压幅值大小，横分量主要影响两端电压的相角θ。换言之，高压架空输电线（包括变压器）两端电压幅值差主要取决于所传输的无功功率，两端电压相位差主要取决于所传输的有功功率。

注意，对于低压配电网络或电缆线路，因为R与X可能相当，甚至$R>X$，这时上述有些结论就不再成立。

4.2 无功功率传输的困难

无功功率的传输条件和有功功率不同。无功功率（感性的）传输的困难是：①无功功率传输要求显著的电压幅值梯度，即无功功率只能由电压高的一端流向电压低的一端，输电线路维持电压幅值分布在(1±5%)p.u.左右的要求限制了无功功率的传输；②传输无功功率会引起电压降落，这与电网维持各节点合格的电压水平要求相矛盾；③传输无功功率会引起网络有功功率损失，要使损失最小，必须使无功功率传输最小，在传输很大有功功率的时候要传输无功功率更为困难。和有功功率传输相比，远距离输送无功功率，在经济上是不合理的，在技术上也是困难的；④传输无功功率可能导致“甩负荷”后危险的瞬时过电压，“甩负荷”引起的线路末端出现的瞬时过电压主要由无功功率传输确定；⑤传输无功功率需要增大变压器和电缆等设备容量。

5 无功功率平衡

5.1 电力系统无功功率平衡

为保证电压质量，维持电力系统电压的稳定性，应使电力系统中的无功功率保持平衡，即在电网各种运行方式下，系统中所有无功电源可发出的无功功率应不小于负荷及网络所需的无功功率之和。一个电网中无功功率的平衡关系式如下

$$Q_G+Q_R+Q_C+Q_L-Q_D=Q_r \tag{10.2-62}$$

式中：Q_G为本网中发电机发出的无功功率；Q_R为外电网输入的无功功率；Q_C为电网实际投运的无功补偿设备总功率；Q_L为线路和电缆的充电功率；Q_D为网络中自然无功负荷（电力用户补偿前的无功负荷，变压器和线路串、并联电抗器的无功以及发电厂、变电站的无功负荷）；Q_r为系统可提供的备用无功功率，$Q_r>0$，表示系统中无功功率可以平衡而且有适当的备用；$Q_r<0$，表示系统中无功功率不足。通常无功备用容量取自然无功负荷的7%～8%。

无功功率平衡是系统稳定运行和维持系统电压水平的要求。无功平衡应遵循分区分层平衡的原则，即按电压等级和供电地区分别平衡。规划时要做无功平衡规划，运行时要进行无功平衡计划。

220kV及以下电网的最大自然无功负荷，可按式（10.2-63）计算

$$Q_D=KP_D \tag{10.2-63}$$

式中：Q_D为电网最大自然无功负荷，kvar；P_D为电网最大有功负荷，kW；K为电网最大自然无功负荷系数，kvar/kW。

电网最大有功负荷，为本网发电机有功功率与主网和外网输入的有功功率代数和的最大值。K值与电网结构、变压级数、负荷组成、负荷水平及负荷电压特性等因数有关，应经过实测和计算确定，也可参照表10.2-5中数值估算。计算电网最大无功负荷时的K值，应按全年不同季节及运行方式下，最大无功负荷所对应的自然无功负荷系数K的平均值确定，同时应记录被测电网的供电电压U、发电机的有功功率P_G和无功功率Q_G、外网输入（输出）的有功功率P_R和无功功率Q_R、电网实际投运的无功补偿设备总功率Q_C和线路充电功率Q_L，然后按式（10.2-64）计算

$$K=\frac{(Q_G+Q_R+Q_C+Q_L)}{(P_G+P_R)}\times\left(\frac{1.05U_N}{U}\right)^{\beta-\alpha} \tag{10.2-64}$$

式中：α 为电压有功负荷系数；β 为电压无功负荷系数；U_N 为系统额定电压。

经测定，我国几个大电网的电压有功负荷系数与电压无功负荷系数分别为 $\alpha=0.3\sim0.9$；$\beta=2.0\sim3.0$。简化计算可取 $\alpha=0.5$；$\beta=2.5$。

表 10.2-5　220kV 及以下电网的最大自然无功负荷系数 K　kvar/kW

电网电压（kV）					
变压级数	220	110	63	35	10
220/110/35/10	1.25～1.4	1.1～1.25		1.0～1.15	0.9～1.0
220/110/10	1.15～1.30	1.0～1.15			0.9～1.05
220/63/10	1.15～1.30		1.0～1.15		0.9～1.05

注　电网中发电机有功功率比重较大时，宜取较高值；主网和外网输入有功功率比重较大时，宜取较小值。

根据无功平衡关系式可以确定电网所需的无功补偿量。对于 330～750(1000)kV 超高压和特高压电网，线路充电功率大，应按无功功率分层就地平衡的基本要求配置高、低压并联电抗器，以补偿线路的充电功率。一般情况下，高低压并联电抗器的总容量不宜低于线路充电功率的 90%。对于 330～750（1000）kV 的受端系统，应按输入有功容量相应配套安装无功补偿设备，其容量宜按输入容量 40%～50%计算。

如同有功功率平衡一样，电力系统的无功功率在每一时刻也必须保持平衡。在电力系统中，频率与有功功率是一对统一体，当有功负荷与有功电源功率相平衡时，频率就正常，达到额定值 50Hz，而当有功负荷大于有功功率时，频率就下降，反之，频率就会上升。电压与无功功率和频率与有功功率一样，也是一对对立的统一体。当无功负荷与无功功率相平衡时，电压就正常，达到额定值；而当无功负荷大于无功功率时，电压就下降，反之，电压就会上升。

但是，需要说明的是电压与无功功率之间的关系要比频率与有功功率之间的关系复杂得多，大体上有以下三点：①在一个并列运行的电力系统中，任何一点的频率都是一样的，而电压却不是这样。当系统无功功率平衡时，仍可能有些节点的电压不合格。当无功功率大于无功总需求时，电压普遍会高一些，但也会有个别地方电压偏低。反之，也是如此。②系统需要的无功功率远远大于发电机所能提供的无功功率，这是由于现代超高压电网包括各级变压器和架空线路在传送电能时需要大量的无功，例如一台 50MVA 的 110kV 变压器，变压器的参数为：$U_e=110$kV，$S_e=50$MVA，$U_k\%=17\%$，这台变压器满负荷运行时的无功需求是：$Q=50\text{MVA}\times17\%=8.5$Mvar。③无功功率不宜远距离输送，当输送功率与传送距离达到一定极限时，其传送无功功率成为不可能。

从根本上说，要维持整个系统的电压水平，就必须有足够的无功电源来满足系统负荷对无功功率的需求和补偿线路和变压器中的无功功率需求。无功功率总是平衡在一定的电压水平上。如果系统无功电源不足，则会使电网处于低电压水平上的无功功率平衡，即靠电压降低、负荷吸收无功功率的减少来弥补无功电源的不足。同样，如果由于电网缺乏调节手段或无功补偿装置的不合理运行使某段时间无功功率过剩，也会造成整个电网的运行电压过高。

5.2　配电网无功功率平衡

5.2.1　配电网无功平衡的意义

中高压配电网无功平衡的目的：①维持供电电压质量，包括电压幅值和波形。中国城网和农村电网都存在着不同程度的电能质量问题，城网中有些负荷点电压谐波、闪变严重，农网中有些负荷点电压偏低等。②降低配电网损耗。中国电网总的网损较高，至 2005 年中国电网线损为 7.18%，虽然比 1980 年的 8.93%有较大下降，但比国际先进水平比还差几个百分点。农村低压配电网线损率超过 12%，个别达到 20%以上。

配电网担负着向用户提供电能服务的任务，保证连续不断地向用户提供数量充足、质量合格、价格便宜的电能是供电部门的根本宗旨。其中电能质量与工农业生产和人民生活密切相关。电压偏离额定值并超出所规定的范围时，对用电设备将产生不良的后果。当电压降低 10%时，电动机电磁转矩大约降低 19%，此时，如电动机拖动的机械负载的阻力矩不变，电动机的转差率将增大，发热增加，绕组温度升高，加速了绝缘介质的老化，大大影响其使用寿命。如电压太低，将导致电动机停转。而对于居民用户的照明灯将使其发光不足，影响人们的视力和工作效率。另外，如果电压偏移太大，也会对电力系统本身有不利的影响。电压过低，会使网络中的功率和能量损耗加大；如果电压太低，可能会危及电力系统运行的稳定性。电压过高时，系统中各种电气设备的绝缘可能遭受到损坏。

随着用电负荷的变化和系统运行方式的改变，网络中的电压损耗也将发生变化。要严格保证所有用户在任何时刻都运行在额定电压下是不可能的，系统运行中各节点出现电压偏移是不可避免的，而且大部分用电设备在稍许偏离额定值的电压下运行时，仍可以保持良好的技术性能。

5.2.2　负荷点无功功率平衡的概念

电网向负荷母线供电时，大系统供电点电压为 U_S，负荷母线电压为 U_L，线路电阻忽略不计，θ 为两电压的相角差，用 X 表示供电点与负荷母线之间的等效电抗，则电网向负荷提供的有功和无功功率为

$$\left.\begin{aligned} P&=\frac{U_SU_L}{X}\sin\theta\\ Q&=\frac{U_S^2}{X}-\frac{U_SU_L}{X}\cos\theta \end{aligned}\right\}\qquad(10.2\text{-}65)$$

当 P 为定值，系统电压 U_S一定时，系统提供的无功功率 Q 与负荷电压 U_L 的关系如图 10.2-14 所示。无功功率曲线是一条向下开口的抛物线（曲线 a）。负荷主要是异步电动机，其无功电压特性曲线（曲线 b）与抛物线的交点（点 1）即确定了负荷节点的电压值 U_L，即系统在此电压值下无功功率达到平衡。当负荷增加时，无功电压特性发生变化，如特性曲线 b′所示。此时如果系统的无功电源没有相应增加，系统的无功特性仍然是曲线 a。这时曲线交点就代表了新的无功平衡点（点 2），从而确定了负荷点的电压为 U_2。显然 $U_2<U_1$，说明负荷增加后，系统的无功电源已不能满足在电压 U_1下无功平衡的需要，因此只好降低电压运行，以取得在较低电压下的无功平衡。如果系统具有充足的无功，如通过调节发电机励磁电流，提高系统电压，系统的无功电压特性曲线将上移至曲线 a′，曲线 a′和 b′的交点（点 3）所确定的负荷节点电压将达到或接近原来的值 U_1。由此可见，系统无功电源较充足时，系统能满足较高电压水平下的无功平衡的需要，系统就能维持负荷节点较高的运行电压水平。

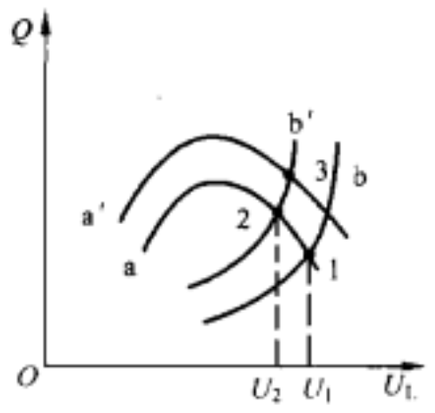


图 10.2-14　说明负荷点无功平衡的 Q—U_L 曲线

因此，我们应该力求实现在额定电压下的系统无功功率的平衡，并依据这个要求装设一些必要的无功补偿装置，实现无功功率就地补偿。

5.2.3 配电网无功平衡的方法

对于接入 110kV 及以下电网的地方中小型发电厂（包括自备电厂）的功率因数可在 0.8～0.95 之间调节运行，无功功率主要供给发电厂直配线无功负荷、厂用电无功负荷和升压变压器的无功需求，电厂和系统的联络线正常运行时不交换无功功率。发电机检修或事故时，可从系统受入部分无功功率，这主要由系统备用容量承担。

在 110kV 及以下配电线路中，由于线路一般较短，且其输送功率多接近自然功率，架空线路充电功率与其无功需求相抵消，只有电缆线路集中的变电站通过计算需要进行感性无功补偿。

110kV 及以下变电站的各级出线，除了对按允许功率因数用电的直配用户外，一般不送无功功率，要尽可能实现无功逐级就地补偿。地区电网可以变电站为单元逐级进行无功平衡，其无功补偿设备总容量为 $Q_C=1.15Q_D$，式中 Q_D 为变电站总的自然无功负荷，包括按允许功率因数运行的直配用户最大无功负荷，主变压器额定负载下的无功需求。

为了适应运行方式和无功负荷变化的需要，补偿容量调节一般采用分组投切电容器，分组容量的最大值 ΔQ_C 可按式（10.2-66）计算

$$\Delta Q_C=\Delta U S_S \tag{10.2-66}$$

式中：S_S 为正常接线方式下的母线短路容量，MVA；ΔU 为母线电压允许波动百分值，一般≤7%。

各级变电站的无功补偿装置的投切应优先满足功率因数的要求，即保证在高峰负荷时不从高压电网或邻近电网受进无功功率，在低谷负荷时尤其不应向高压电网或邻近电网倒送无功功率。功率因数调整后的电压波动主要靠有载调压变器来进行调节。

地区电网的各级变电站母线正常应尽可能按逆调压方式运行，即高峰负荷时应将母线电压提高至 1.025～1.05 额定电压水平上运行，低谷负荷时应将母线电压保持在 1.0 额定电压水平运行，以减小用户端由于峰谷负荷变化而导致用户电压大的波动。110kV 以下降压变压器宜考虑到至少有一级采用有载调压方式。直接向 10kV 配电网供电的降压变压器和对电压质量要求高于正常允许偏差范围的用户的受电变压器，应选用有载调压变压器。

5.3 无功备用

电力系统应有足够的事故无功功率备用，以保证负荷集中地区在下列运行方式下，保持系统电压稳定和正常供电：①正常运行方式下，突然失去一回线路或一台最大容量无功补偿设备或本地区一台最大容量发电机（包括发电机失磁）；②在正常检修方式下，发生①中所述事故，允许采取必要的措施，如切负荷、切并联电抗器等。

为了保证事件后的电压和同步稳定性，设置的备用容量应能自动地在电压降低后无时滞地调出，这就要求同步发电机（包括调相机）和静止无功补偿器等能快速响应的无功电源留有一定的无功备用容量，以供事故后无功的紧急需求。

关于无功功率备用，还要特别注意如下各种情况：①500kV 双回线在运行中突然跳开一回线路，在失去了线路的充电功率的同时，由于故障线路的负荷转移还使正常回路的电流急剧增加，若假定电流增大了一倍，则线路电抗中的无功需求将增至原来的 4 倍。这样的事故造成的无功需求是很大的，它必须由两侧系统的无功电源提供紧急支援，如果补偿能力（容量和速度）不足，则可能电压下降，甚至引发受端电网电压崩溃。对于这类故障，可以采取联切部分送端机组或联切部分受端负荷，以减少正常运行线路中的潮流，保持事件后系统能稳定运行。②高低压电磁环网运行中高压线路突然因故跳开，高压线路的大的功率转移到并联运行的低电压等级线路，使其传输的功率大大超过其自然功率，甚至远大于其热极限，其结果，或者立即引起失去同步稳定，或者受端系统电压崩溃，或者同时失去同步稳定和电压稳定，或者因超过热极限而损坏线路。③负荷中心大容量发电机失去励磁。这时受端系统失去了这台发电机所提供的无功功率，就需要其他机组和系统提供无功支援，可能引起其他机组相继过励限制器动作，引发电压失稳事故。④有载调压变压器分接头（OLTC）离散调节是电压失稳的重要原因之一，其原因是当系统电压降落时，一开始，由于负荷的电压特性，吸收的有功和无功功率减少，相当于给系统带来了一定的有功和无功储备。但一段时间后有载调压变压器分接头动作，在恢复负荷侧电压的同时，也恢复了负荷功率，使电流增大，高压侧电压下降。如果在恢复负荷有功和无功的同时，系统不能及时提供足够的有功和无功支援或者由于网络传输功率限制以及发电机无功越限，则负荷侧电压又会下降。同时 OLTC 的不断调整也使其原边电压不断降低，最终导致电压崩溃。

基于上述考虑，电力系统无功备用应做到：①按分层分区要求留有足够的无功备用电源；②要有一定量的能够快速响应的动态无功电源；③应根据不同电网结构和运行方式下可能出现的故障，在电网合适的地点配置备用无功电源。

第3章　电力系统电压

1　电力系统电压等级

电力网络构成的特点之一是按电压等级的高低分层。交流电力网络的核心是变电，即通过变压器形成不同电压等级的电网，来完成输电、配电、网络互联等不同的任务。电力系统基本上是一个定电压系统，功率的大小是通过改变电流来实现的。

1.1　电压等级规范

发电机输出的电压、长距离大功率输电的电压、区域电网的电压、城市和农村电网的配电电压，根据技术、经济的考虑各不相同。送电距离不同，输送的功率不同，其合理的输电电压也不同。规范化的电压等级系列的制定要考虑设备制造和运行的统一，国内外技术和历史的发展，以及国民经济总体效益。GB 156—1980《额定电压》中规定我国的交流电力系统额定电压等级为：220V、380V、3kV、6kV、10kV、35kV、63kV、110kV、220kV、330kV、500kV、750kV。我国最近正在建设1000kV特高压输电线。

虽然GB 156—1980中列入了众多的电压等级，但若一个区域电力系统甚至一个国家，同时存在众多的电压等级不仅会增加设备制造和电力系统调度管理的困难，更重要的是影响大电力系统的形成和发展，因而从全局来看，无论经济上或技术上都是不可取的。在国际上，合理简化电压等级系列已形成一个总的趋势。

在一个电力系统中，电压等级的级差不宜太小。一般相邻两级电压之比取1.7～3.0比较合适。

在电力系统引入一个新的电压等级是电力工业发展的一项战略性课题和电工领域的重大技术决策，要进行全局性的技术经济分析，要考虑众多因素：①中长期负荷发展水平，负荷和电源分布；②新输电电压等级在系统中的作用和任务；③现有电压等级和新电压等级及未来电压等级之间的配合；④新电压等级系统的可靠性及对整个系统可靠性的影响；⑤设备制造技术水平；⑥新电压等级运行控制技术；⑦对环境的影响等。

把由于政治、地理、经济、历史等原因形成的地区电网通过联络线联结起来，形成联合电力系统，或称电网互联。电网互联可以得到许多技术和经济的效益，但也因网络互联，使系统规模扩大，相互间的影响增强，从而对系统的结构、控制措施的配备、通信设施的完善、联络线运行的监视和控制，以及系统运行调度等也提出了更高的要求。而实现电网互联，需要采用超高压甚至特高压。

交流电力网络通过变压器可以很方便、可靠、高效率（损耗很小）地改变电压，来满足各种不同的需求，与直流电相比，这是交流电最大的一个优点。

1.2　电压等级与功率传输能力

某一特定输电工程的电压等级的确定主要取决于传输容量和输电距离。远距离输送大的功率，采用高的电压等级是比较经济的。与各额定电压等级相适应的输送距离和输送功率见表10.3-1。

表10.3-1　与各额定电压等级相适应的输送距离和输送功率

线间电压（kV）	输送功率（MW）	输送距离（km）
10	0.2～2.0	6～20
35	2.0～10.0	20～50
110	10.0～50.0	50～150
220	100.0～500	100～300
330	200～800	200～600
500	1000～1500	150～850
765	2000～2500	500以上
1000	4000～6000	

配电网的电压等级的确定要考虑负荷水平、送电距离等因素，作技术经济比较后确定。目前我国高压配电网电压等级有110/10kV、110/35kV、110/35/10kV等不同配置。苏州工业园区建设时，对不同高中压配电网电压配合进行了技术经济比较，结果如表10.3-2所示，最后选择了110/20kV方案。

表10.3-2　苏州工业园区高中压配电网电压配合技术经济比较

方案（kV）	110/10	110/20	110/35	110/35/10
建设费用	100%	84.3%	96.13%	111.5%
年费用	100%	83.61%	95.82%	111.1%

1.3　电压质量及其允许偏差

电能是一种特殊的产品，但作为一种产品，就要规定一定的质量标准。在一个理想的交流电力系统中，电能是以恒定的工业频率（50Hz或60Hz）和正弦的波形，按规定的电压水平向用户供电。在三相交流电力系统中各相电压和电流应该是幅值相等，相位差120°的平衡状态。电能质量一般用频率、电压、波形以及三相电压和电流的不平衡度来衡量。电压质量是电能质量的主要内容。电压质量是对电力系统运行电压和供电电压的规范要求，它包括三个内容：电压值的偏差、电压值的波动和闪变以及交流电压的波形。在发电、输电和供电各节点，在城市和农村电网的各节点允许电压会有所不同（详细内容可参阅第15篇有关内容）。

电能质量与一般产品质量相比具有不同的特点。电压质量不完全取决于电力生产部门，电能从生产到消耗是一个整体，其中任何一个环节都会对电能质量产生影响。电压质量指标（例如谐波、电压波动和闪变，三相电压不平衡度）往往是由用户干扰所决定。《中华人民共和国电力法》第二十八条规定："供电企业应当保证供给用户的供电质量符合国家标准。对公用供电设施引起的供电质量问题，应当及时处理。"第三十二条规定："用户用电不得危害供电、用电安全和扰乱供电、用电秩序"。

对于不同的供（或用）电点在不同的供（或用）电时刻，标志电压质量的参数往往是不同的。也就是说，电压质量在空间上和时间上均处于动态变化之中；电压质量宜用概率统计结果来衡量，并且需指明监测点。国内外大多取95%概率值作为衡量依据。这个特点也对用电设备的性能提出了相应的要求，即电气设备不仅应能在规定的标准值之内正常运行，而且应具备承受短时越限运行的能力。并且电能质量的标准是对一般、大多数用户的，特殊用户对电能质量有特殊的要求，可以在供电协议中规定。电能质量的内容和标准将随着各个国家经济水平和技术的发展而不同。电压质量的控制需要相当的投入（包括电网结构的改进，有功功率和无功功率的平衡，各种调压、滤波和无功补偿装置的使用以及调度和运行技术管理等），而且控制技术也在不断发展和完善之中。实际上，电压质量指标和额定值的偏差是不可避免的。电压质量标准的制定任务，就是从当前（或近期发展）的技术水平出发，确定适当的电压质量指标偏差的允许值。既要考虑能保证电力系统的安全、经济运行和用户（用电设备）能否接受这个偏差及其产生的后果，又要考虑当前技术提供的可能和达到标准所要付出的代价。

电压质量的标准各国有所不同。我国国家技术监督局颁布了四个有关电压质量的国家标准，即：GB 12325—2003《电能质量　供电电压允许偏差》；GB 12326—2000《电能质量　电压允许波动和闪变》；GB/T 14549—1993《电能质量　公用电网谐波》；GB/T 15543—1995《电能质量　三相电压允许不平衡度》。在这些标准中给定了术语和符号的定义，对允许值、测量的仪器和方法、计算方法等都作了明确的规定。这些标准是我国当前衡量电压质量优劣的依据。其中GB 12325—2003规定：在电力系统正常运行下，35kV 及以上供电电压正、负偏差的绝对值之和不超过额定电压的10%，如供电电压上下偏差同号（均为正或负）时，按较大的偏差绝对值作为衡量依据；10kV 及以下三相供电电压允许偏差为额定电压的±7%；220V 单相供电电压允许偏差为额定电压的+7%、−10%。在电力系统非正常情况下，用电端的电压最大允许电压偏差不应超过额定值的±10%。并规定，电压值的偏差是指运行电压值对额定值的偏移，常用百分数表示

$$\Delta u\% = \frac{\text{节点电压实测值} - \text{额定电压值}}{\text{额定电压值}} \times 100\%$$

所有的发、输、配、用电的电工设备都是按照规定的额定电压和允许范围来设计制造的，只有电压在规定的允许范围内，才能保证电工设备和电力系统安全、正常和高效率的运行。电压偏移过大对电气设备、电网运行都有不利的影响。

电压偏差对电力系统功角稳定、电压稳定和经济运行都有影响，如：①低的电压水平将降低网络的传输功率极限，即降低静态稳定极限。②当某些中枢点电压低于某一临界值，将发生负荷无功功率的增加量大于系统向该点提供的无功功率增加量，使无功功率缺额增大，电压进一步下降。如此恶性循环的结果，使该中枢点电压急剧地下降到很低的水平，这种电压不稳定现象称为“电压崩溃”。③输电线路和变压器在输送相同功率条件下，其电流大小与运行电压成反比，电网低电压运行，会使线路和变压器电流增大，线路和变压器绕组的有功损耗与无功需求大大增加。

2 电力系统电压特性

电力系统电压特性是指电力系统电压与负荷及电源之间的关系，包括无功电源的电压特性，传输系统的电压特性和负荷的电压特性，这里主要介绍负荷和传输系统的电压特性。

2.1 负荷电压静特性

2.1.1 负荷的概念

在电力系统工程中，负荷有多种含义：连接于电力系统的消耗电能的一种设备；连接于电力系统所有用电设备消耗的总功率（有功/无功）；电力系统的一部分；在系统模型中被处理为连接于一个节点的消耗电能的设备；发电机或发电厂输出的功率等。为不引起混淆，可相应地用“设备负荷”、“系统负荷”、“节点负荷”和“发电厂或发电机负荷”等术语。在电压和无功管理中，使用“节点（母线）负荷”较多。

在描述负荷组成时，常用到下述术语：①负荷成分：一种负荷成分是特定的或类似的全部设备的集中等效，如热水器、室内空调、荧光灯；②负荷类型：负荷类型是指负荷的归属，比如居民生活用、商用、工业用、农用等；③负荷组成：由多个负荷成分组成的负荷的部分组合，这个术语可用于节点负荷或特定的负荷类型；④混合类型负荷：由多种负荷类型组成的节点负荷的部分组合；⑤负荷特性：是一组表征特定负荷性质的参数，如功率因数、功率随电压或频率的变化关系等。这个术语可以应用于特定的负荷设备、负荷成分、一类负荷或整个节点负荷。

负荷模型是指节点功率（有功和无功）或流入节点的负荷电流与电压（幅值和频率）之间关系的数学表达式。负荷模型可以指方程本身，也可以指方程参数（如系数、指数）的特定值，与具体程序中这些方程的计算机实现有关。用来描述不同形式负荷模型的术语有：①静态负荷模型：负荷模型的一种，表示任何时刻，有功和无功功率作为同一时刻下节点电压幅值和频率的函数关系的模型。静态负荷模型可用于基本静态负荷成分（如电阻负荷和照明负荷），也可用于动态负荷，如电动机驱动的负荷。②动态负荷模型：把任何时刻的有功和无功功率表示为过去时刻，而且通常包括现在时刻的电压幅值和频率的函数。可以用差分方程或微分方程表示这种模型。③恒定阻抗负荷模型：功率与电压幅值平方成正比的静态负荷模型，也可称作恒定导纳模型。④恒定电流负荷模型：功率与电压大小成正比的静态负荷模型。⑤恒定功率负荷模型：功率不随电压大小变化而变化的静态负荷模型，它也可称为恒定视在功率负荷模型。

从时间响应特性看，负荷元件特性可以分为如下四类：①呈现“快动态”电气和机械特性的负荷，例如电气和机械时间常数较小的异步电动机，速度可调的传动装置。②对电压偏移的响应呈现明显的不连续性的负荷，例如：放电照明设备（在电压低于 80%时停止工作）；可调速传动设备低电压时停转；在故障和电压摆动时电动机接触器跳开，将电动机负荷从系统中退出来；电动机的过载保护，将失速的电动机 10s 后从系统中退出来。③对电压偏离的响应不呈现明显断续或时间延迟的负荷，包括很小的电动机、白炽灯、不受控制的阻抗负荷。④具有“慢动态”特性的负荷，包括恒温器控制的负荷、手控负荷，它们最初是恒定阻抗，但在电压变化 10～20min 后变为恒定功率。

2.1.2 常用静态负荷模型

2.1.2.1 多项式负荷模型

将功率与电压幅值关系表达为多项式方程形式的静态负荷模型，通常有如下形式

$$P = P_0[A_P (U/U_0)^2 + B_P(U/U_0) + C_P] \tag{10.3-1}$$

$$Q = Q_0[A_q\ (U/U_0)^2 + B_q(U/U_0) + C_q] \quad (10.3\text{-}2)$$

这种模型的参数就是系数 A、B、C 和功率因数。由于这种模型包括了恒定阻抗（Z）、恒定电流（I）和恒定功率（P），所以也叫 ZIP 模型。式中，U_0 应是设备的额定电压，P_0 和 Q_0 是额定电压下设备消耗的功率。当多项式模型用于表示节点负荷时，U_0、P_0 和 Q_0 一般应是所研究系统运行条件下的初值。有时也用电压对额定值的偏差（ΔU）替换（U/U_0）表示。

2.1.2.2　指数负荷模型

将功率与电压关系用指数形式方程表示的静态负荷模型。通常有如下形式

$$P = P_0\ (U/U_0)^{n_p} \quad (10.3\text{-}3)$$

$$Q = Q_0\ (U/U_0)^{n_q} \quad (10.3\text{-}4)$$

有时每个方程中会包含有两个或更多带不同指数的项。这个模型的参数是指数 n_p 和 n_q，以及负荷的功率因数。应当注意到把指数设置为 0，1，2 时，式（10.3-3）和式（10.3-4）就相应地表示为恒定功率、恒定电流和恒定阻抗负荷。其他指数可用来表示不同类型的负荷组元的总的效果。

2.1.2.3　与频率有关的负荷模型

包含对频率的依赖性的模型，通常用下面的式子与多项式或指数负荷模型相乘的形式

$$1 + a_f(f - f_0) \quad (10.3\text{-}5)$$

式中：f 是节点电压的频率；f_0 为额定频率；a_f 是模型的频率敏感性参数。

2.1.3　负荷电压特性曲线

电力系统电压（频率）缓慢变化引起负荷（有功/无功）相应变化的关系称为负荷（有功/无功）电压（频率）静态特性。在电压控制中，我们更为关心无功电压特性。负荷中异步电动机负荷占很大比重，因此异步电动机的无功电压特性在电力系统无功电压特性中往往起决定性作用。关于异步电动机的无功电压特性，已在第 2 章 2.1 中做了介绍。图 10.3-1 是一个最高负荷为 2800MW 电网测得的电压静态特性曲线。在图中的额定电压附近，补偿后的 $Q-U$ 曲线的 $dQ/dU=5.0$，在 $0.8U_e$ 处 $dQ/dU=1.0$，已接近特性曲线的最低点。而图中的 $P-U$ 曲线较平缓，表明电压变化对有功的影响比对无功的影响小得多。图 10.3-2 中的 $Q-U$ 曲线 Q_2^* 是没有电容器补偿时的无功电压静态特性曲线，曲线 Q_1^* 是负荷有并联电容器补偿（补偿度 43%）时的无功电压静态特性曲线。可以看出，通过无功补偿可以有效地改善无功电压特性。

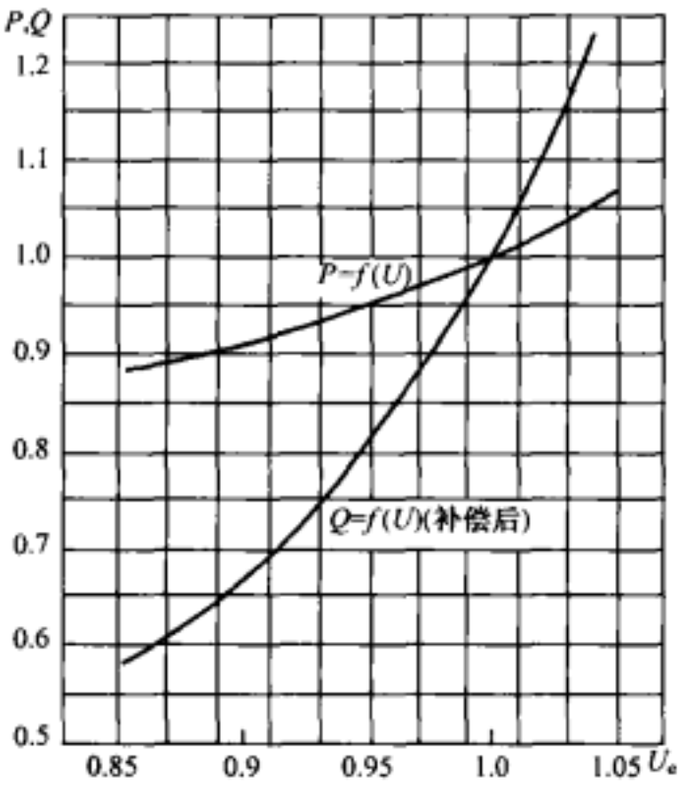


图 10.3-1　地区电网负荷静态电压特性

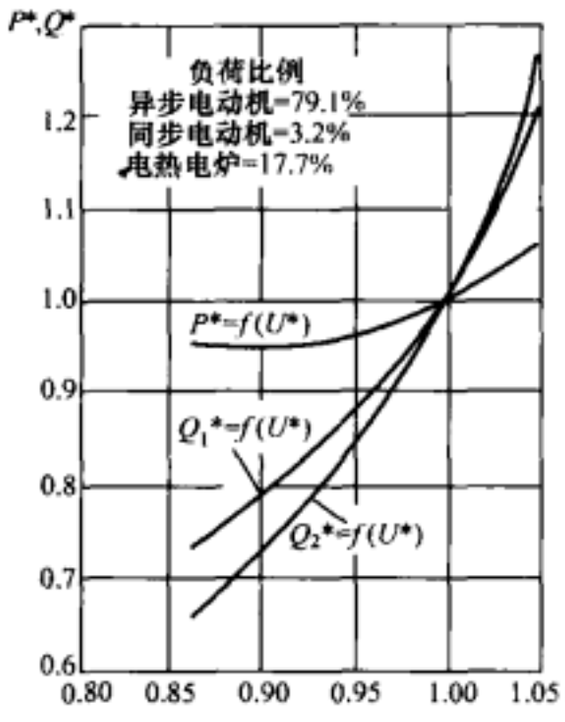


图 10.3-2　中小工业负荷静态电压特性

不同行业的负荷特性不同，可以通过试验获得各行业负荷的无功和有功的电压特性曲线。根据无功电压特性曲线可以知道是否需要进行无功补偿和需要的补偿量。无功电压特性曲线平坦呈线性的负荷有利于电压稳定。

2.2　传输线中电流、受端电压和功率的关系

图 10.3-3（a）所示传输线中电流、受端电压和功率关系可以由式（10.3-6）～式（10.3-8）给出

$$I = \frac{U_S}{\sqrt{F}Z_{LN}} \quad (10.3\text{-}6)$$

$$U_R = \frac{Z_{LD}}{\sqrt{F}Z_{LN}}U_S \quad (10.3\text{-}7)$$

$$P_R = \frac{Z_{LD}}{F}\left(\frac{U_S}{Z_{LN}}\right)^2\cos\varphi \quad (10.3\text{-}8)$$

其中 $F=1+\left(\dfrac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right)^2+2\dfrac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\cos(\theta-\varphi)$

图 10.3-3（b）中画出了 I、U_R 和 P_R 随负荷需求（Z_{LN}/Z_{LD}）变化的情形，是对应线路 $\tan\theta=10.0$ 和 $\cos\varphi=0.95$ 画出的，其结果可用于任何 Z_{LN} 值，I、U_R 和 P_R 值已经规格化了。

随着负荷增加（Z_{LN} 减少），P_R 起初迅速增加，后来变慢（虚线 A 之后），在达到最大值（虚线 B）之后开始减少。这样由恒压源通过一阻抗传输的有功功率有一个最大值。当线路中电压降落的幅值等于负荷端电压 U_R，即 $Z_{LN}/Z_{LD}=1$，传输功率达最大值，这是简单系统传输功率的运行极限。

对于给定的传输功率 P_R（$P_R<P_{Rmax}$），可以求出两个

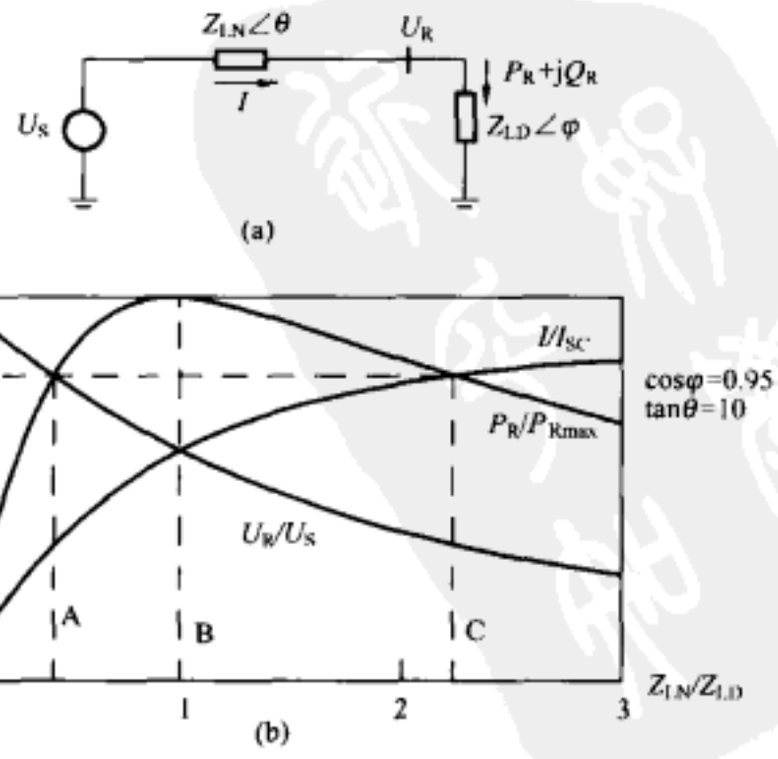


图 10.3-3　简单放射系统特性

（a）示意图；（b）受端电压、电流和功率需求的变化

运行点，它们对应不同的 Z_{LN} 值，在图 10.3-3（b）中，$P_R=0.8$时，左边一个点（虚线 A）对应于正常运行点；右边的运行点（虚线 C），电流 I 比左边的点大得多，而电压 U_R 低于左边的点很多。

对于大于最大功率的负荷需求，通过改变负荷的功率控制是不稳定的，即负荷导纳的增长会降低功率，在这个区域，负荷电压是否会逐渐降低，这取决于负荷—电压特性。对于恒定导纳负荷，在电压水平低于正常值时，系统是稳定的。如果负荷是由 OLTC 变压器供给的，则分接头的动作将力图升高负荷电压，电压升高有降低有效 Z_{LN}的作用，这使电压进一步降低，形成电压不断降低的趋势，这是电压不稳定现象。

由式（10.3-8）可以看出，最大功率值可以通过提高电源电压 U_S和/或降低功率因数角 φ 得到提高。

在系统电压 U_S 恒定而负荷功率因数值不同条件下，得到 U_R 和 P_R之间关系的曲线如图 10.3-4，图中，临界运行点的轨线用虚线表示，只有临界点上方的运行点满足稳定运行条件。可以看出，负荷处无功充足时（领先功率因数），随着传输功率的增大，电压有一升高的过程。

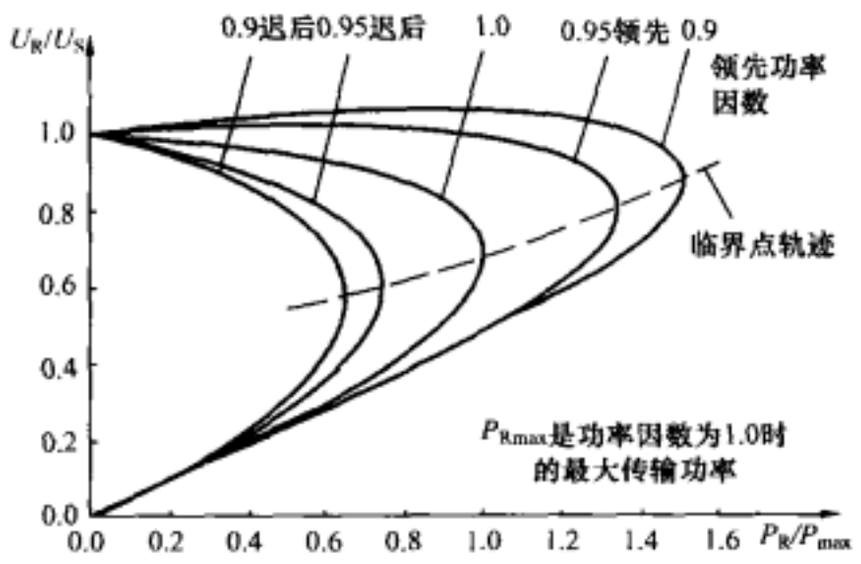


图 10.3-4 10.3-3（a）系统的 U_R—P_R 特性

2.3 电力系统的 U—P 特性

图 10.3-5 是一个大系统中负荷节点的 $U-P$ 曲线，它表示某个易遭受电压不稳定的负荷区节点电压随系统总的有功功率变化的曲线。这条曲线是通过一系列不同负荷水平的潮流计算得到的。负荷区的负荷按同一比例增加，而功率因数保持为常数，发电机有功功率输出按发电机额定功率大小相应地增加。每个负荷的有功功率和无功功率分量假定与节点电压无关（恒功率负荷）。

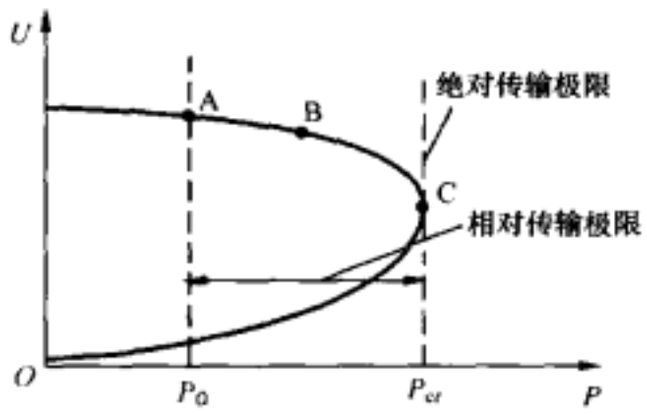


图 10.3-5 负荷节点的 $U-P$ 曲线

对于电压问题，规划和运行人员通常关心的是从送端到接受端增加多少功率系统仍然是安全的。$U-P$ 曲线通过建立节点电压和一个区域负荷或传输界面潮流之间的关系，从而指示区域负荷水平或传输界面功率的整个范围内系统临近电压崩溃的程度。图中 A 点是当前运行点，C 点是临界点。绝对传输极限为临界状况时的潮流；相对传输极限是基本工况下区域或传输界面可以安全增加的最大功率（功率裕度）。在 $U-P$ 曲线的“拐点”，电压随负荷需求的增加而迅速降低。这个“拐点”是一个极限点，在这个极限点之外，潮流解不能收敛，这个极限就是不稳定的标志。处在或接近稳定极限点运行是不可行的，一个满意的运行条件是要有充足的“功率裕度”。

$U-P$ 特性与负荷性质有关。三种负荷模型（恒定功率 S、恒定电流 I 和恒定阻抗 Z）中，恒定功率模型一般产生最悲观的崩溃点。

完整的 $U-P$ 曲线可以通过两种方法产生：①通过研究的区域中不断增加负荷并不断增加外部的发电量；②不断增加传输界面潮流。这两种方法都是使一个区域逐步紧张起来，即通过从低负荷或轻的低界面潮流到高负荷或重的界面潮流，从而建立起完整的 $U-P$ 曲线。

这种 $U-P$ 特性表示了感性元件占优势的传输网络的基本特性。注意：在考虑电压或无功控制设备的作用后，$U-P$ 曲线不再是光滑的。

2.4 电力系统的 U—Q 特性

电力系统 $U-Q$ 关系表示了节点电压对于无功注入或吸收的灵敏度和变化，是负荷节点电压稳定性的一种量度。对于如图 10.3-3 的简单放射网系统，不同负荷功率值的 $U-Q$ 特性示于图 10.3-6。

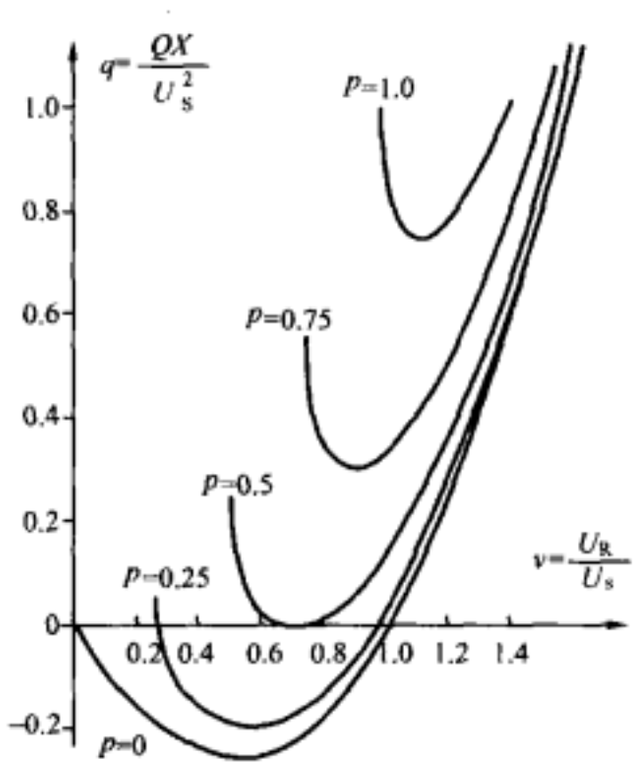


图 10.3-6 系统不同负荷值的 $U-Q$ 曲线

在 $U-Q$ 曲线底部，dQ/dU 等于零，表示电压稳定极限点；右侧 $dQ/dU>0$，是电压稳定的；左侧 $dQ/dU<0$，是不稳定的；运行点到底部的距离为无功功率裕度；曲线斜率表示了节点的刚性，dQ/dU 大，刚性好；底部的无功值为最小的无功需求。

$U-Q$ 曲线的优点是：①可以比较深入了解电压稳定特性和无功补偿的要求；②计算收敛性好，即使在曲线的左边的不稳定区域也能收敛；③计算快速，一系列工况可自动地计算，对于小的电压变化，只要几次迭代就可收敛；④可提供并联无功补偿需求的信息，无功补偿特性可以叠加在 $U-Q$ 特性上；⑤$U-Q$ 特性曲线的斜率可以指示电压的“刚性”；⑥发电机和 SVC 无功功率曲线可以叠加在 $U-Q$ 曲线图上；⑦从运行点到临界点的无功裕度可以直接得到，这个裕度可以作为电压稳定性指标和判据。如果曲线底部在节点并联电容器特性上部，则表明裕度为负和没有工作点。

$U-Q$ 曲线的不足是：①对于给定运行工况，$U-Q$ 曲线指示局部补偿的需要，而不是全局最优补偿的要求；②不能获得允许的功率增加量或界面潮流；③要对许多节点，每

个功率水平和每个事故计算$U-Q$曲线，计算量大。

对于非放射网系统，$U-Q$特性比$U-P$特性更容易得出，因此，它更适于检验无功补偿的需求。传输系统的$U-P$和$U-Q$特性都可用常规潮流程序计算出来。

3　电力系统电压调整

实际电力系统的调压问题，很少是用单一方法就可以解决的，不同的调压措施有不同的优缺点。在选用时应根据具体情况选用技术经济比较合理的综合措施。技术合理，即满足调压要求；经济上合理则投资、运行维护及电能损耗等最少。常用的调压方法有：利用发电机调压；利用调相机调压；改变变压器电压比调压；并联补偿无功设备调压；改变网络参数（串联电容器）调压；改变运行方式调压等。下面就分别介绍这六种调压方法。

3.1　发电机调压

发电机调压是利用发电机励磁调节系统，通过对发电机端电压进行负反馈并经励磁机励磁来维持端电压的，可实现逆调压来满足负荷对电压质量的要求。这是一种充分利用发电机固有功能，不需附加投资的调压方式。

现代同步发电机都配有先进的励磁控制系统，其基本功能是自动调整发电机的机端电压为给定值，合理分配机组间的无功功率和改善电力系统的功角和电压稳定性。按规定，发电机可以在其额定电压的95%～105%范围内保持额定功率运行。

发电机调压的特点是可实现快速平滑调节；可进行升压调节也可进行降压调节；在低电压下能进行强行励磁，提供紧急电压支持；是运转的动态无功电源，能对系统电压和无功的变化作出快速响应。

当发电机母线没有负荷时，在运行中允许电压有±5%的偏移，即有（95%～105%）U_N的调压范围；发电机母线有负荷时一般采用逆调压就可满足母线直馈负荷的电压要求；对远方网络合理利用发电机调压也可减轻其他调压措施的负担。这种调压方法不需要增设额外设备，简便可行且又经济，应首先考虑，充分利用。但发电机经多级变压供电的系统，供电范围大，线路上电压损耗较大，仅借助改变发电机端电压来调压，往往不能满足全系统各处对电压质量的要求，远方负荷的电压要求还需要借助变压器等其他调压手段来实现。另外，对于多电源的大型电力系统，改变发电机电压会引起电源间无功功率的重新分配。故在利用发电机调压时，必须与系统无功率合理分配等问题作全面优化考虑。

发电机具有进相能力，即在系统低谷负荷、系统电压偏高时，发电机励磁调整为欠励状态，吸收电网中过剩的无功功率，以降低电压。这是发电机调压的一个优势。但应注意，发电机进相运行受静态稳定极限和发电机端部发热温升等限制。因为进相运行时，发电机处于欠励状态，发电机内电动势E减小了，静态稳定极限降低了。一台发电机是否允许进相运行，允许进相运行深度多少，必须针对实际系统进行仿真分析并做现场进相运行试验后确定。

3.2　变压器电压比调压

变压器的电压比即为绕组间匝数之比，改变变压器的电压比就是通过改变绕组间匝数比来实现的。一般电力变压器高压绕组都具有若干分接头（三绕组变压器中压绕组通常也有分接头）供选择。

调整电压比的方法有无励磁调压和有载调压两种。无励磁调压在运行过程中不能改变分接头，也就不能调整电压。在这种调压方法中有时会出现这样的情况，不论选取哪一个分接头电压，都不能同时满足最大方式和最小方式下低压母线的实际电压符合调压的要求。有载调压变压器可在带负荷情况下改变分接头，对不同的负荷水平有不同的电压比，而且，它的调节范围更大，如$U_N\pm3\times2.5\%$、$U_N\pm4\times2.5\%$或$U_N\pm8\times1.25\%$，即有7个、9个或17个分接头供选择。有载调压变压器调压效果显著，在无功功率不缺乏的电力系统中，凡是采用普通变压器不能满足调压要求的场合，都可采用有载调压变压器。

采用有载调压变压器虽能带负荷改变电压比，但又必须以系统电源无功充足为前提。当系统无功不足时，系统电压水平偏低，在装有有载调压变压器的地区由于它的作用可将该地区电压升高，从而该地区负荷需求的无功功率也增加，造成整个系统无功缺额加大，导致整个系统电压水平进一步下降，甚至成为导致电压失稳的一种因素。

只要电力系统电源无功充裕，利用有载调压变压器电压比调压，能够在电力网电压变化和负荷变化时，不停电地改变变压器分接头位置以满足调压要求，调节速度也较快，而且便于实现自动化，是一种有效的调压措施，但它的价格较高，运行维护较复杂。这种方法主要适用于系统间联络线和中低压配电网络中分散调压。

3.3　并联无功补偿设备调压

当系统中无功电源不足时，不能靠改变变压器变比调压，必须采用增设无功电源的措施。一般在降压变电站低压母线或大负荷的中心变电站设置电容器、调相机、静止补偿器等无功电源装置，称并联补偿。并联补偿调压的实质就是改变系统中无功功率的分布，从而降低网络中传输无功功率的电压损耗以达到调整电压的目的。同时，并联补偿还有降低网络中功率和电能损耗的作用。

利用无功补偿进行电压调整，其效果与网络性质及负荷有关。在高电压网络中，导线截面积较大，线路的电抗比电阻大，且变压器的电抗远大于电阻，因此，在电压损耗$\Delta U=(PR+QX)/U$的两个分量中，由无功功率引起的电压损耗QX/U分量占很大比重，这时，采用并联补偿无功设备调整电压其效果显著；在低电压网络中，一般线路的导线截面积较小，其电阻较大，甚至大于电抗，且负荷的功率因数也高一些，在电压损耗ΔU中由有功功率引起的电压损耗PR/U分量占的比重大，对这样的网络采用并联补偿调压效果差。

3.4　改变线路参数调压

串联电容补偿以调压为目的时，一般用在单端电源供电的110kV及以下电压等级的分支线上。在超高压线路上串联电容补偿则以提高线路输送能力及改善系统运行的稳定性为目的。串联电容器调压属于改善线路参数的调压。改善线路参数，即减小线路的电阻或电抗，从而降低线路上的电压损耗以提高末端电压达到调压的目的。减小电阻是用加大电力线路导线截面积来实现；减小电抗则是在线路上串联电容器以容抗来抵偿线路的感抗。两种方法分别用于不同性质的电力网络。在较高电压的网络中，一般线路的电阻小于电抗，用减小电阻来降低电压损耗其收效甚小，且要加大线路投资费用，对这样的网络不宜采用改变电阻的方法来调压；在电阻大于电抗的低电压网络中，加大线路的导线截面积来提高末端电压效果显著，对这样的网络就以保证电压质量作为选择导线截面积的条件。

串联电容补偿线路参数与并联电容补偿负荷无功功率均可调整电压，但就调压效果而言，一般串联电容补偿优于并联电容补偿，若要求提高同样大小的电压值，所需串联电容器容量是并联电容器容量的 17%～25%。这是因为串联电容补偿在线路上产生负的电压降直接抵消线路的电压降以提高末端电压，且提高电压的数值 QX_C/U 随无功负荷大小而变，负荷大时增大，负荷小时减小，恰与调压要求一致，对电压起正向调节作用。并联电容器是改变流动的无功功率来减小电压降落，即$(Q-Q_C)X/U$，其效果没有串联电容器显著，且因 $Q_C=U^2/X_C$，对电压的调节效应为负值，即负荷大时减小的电压降落小，负荷小时减小的电压降落大，若随负荷变动由操作来投入或切除电容器又需时间。因此，在负荷变化大且频繁引起电压波动的网络，宜采用串联电容器调压。但串联电容器调压的优越性随负荷功率因数的提高而渐渐消失，当负荷 $\cos\varphi>0.95$ 时，串联电容器调压效果已不明显。而且，串联电容补偿度要合适，应避免引起异步电动机的自励振荡。

3.5 同步调相机调压

同步调相机实质是只能吸收或发出无功功率的发电机，在过励运行时向系统供应感性无功功率，欠励运行时从系统吸收感性无功功率。对它的控制，与发电机调压一样通过励磁系统来完成。当系统电压低时，调相机就过励磁；当系统电压高时，调相机就欠励磁。其优点是可得到均匀的调压，既能发出无功功率，又能吸收无功功率，而且由于装有自动励磁装置，其无功的调节不受系统电压的影响，在故障时能保持电力系统的电压，从而达到提高系统的稳定性。

3.6 改变运行方式调压

在电压调整中要考虑运行网络结构和运行方式的不同。电网结构包括正常计划检修时的电网结构和在正常运行情况下电网中某一元件（例如断路器、变压器、发电机及大型无功补偿设备等）突然退出运行后的电网结构。在不同电网结构下，系统运行方式还有高峰负荷、低谷负荷和可能的潮流倒送的不同。在这些不同运行方式下，系统中的有功和无功潮流不同，系统中电压水平低的节点和区域也不同。改变运行方式调压主要是通过改变网络结构和优化发电机调度来进行调压。

改善配电系统的运行方式，如在轻负荷时可切除一台变压器或分段运行，以增大网络电抗，增大网络电压损耗；在重负荷时，可将变压器并列运行，以减小网络阻抗，减小网络电压损耗。并行输电线路中一条线路退出运行时，相邻线路的有功潮流增加，无功需要急剧增加，因此在运行方式安排时应考虑到这种情况，保证线路两端有充足的无功备用电源能自动投入以提供电压支持。

4 电力系统电压稳定性

4.1 电压稳定的概念

电压稳定性是电力系统遭受偏离给定的起始运行条件的扰动后维持系统中各节点电压的能力。它取决于电力系统维持/恢复负荷需求和负荷供给之间的平衡。可能产生的电压不稳定以某些母线电压不断下降或不断上升的形式发生。电压不稳定可能结果是一部分区域失去负荷或传输线跳开，以及由于保护系统作用导致其他元件级联停运；某些发电机失去同步，可能造成其停运或造成磁场电流限制器越限。

母线电压不断下跌还可能与转子角不稳定有关。例如，当两个发电机组之间的转子角达到 180°，发电机失去同步引起电气中心附近网络中点的电压快速跌落并在高、低值之间振荡。相应的，与电压不稳定有关的母线电压持续跌落也可能在功角稳定性不成问题的地方发生。

电压崩溃是伴随电压不稳定事件序列的一个过程，这个过程导致电力系统中相当大一部分停电或非正常的低电压。低电压下的稳定运行在变压器分接头改变达到其升压极限时也可能继续运行，此时有些负荷故意/无意跳开，其余负荷往往是对电压灵敏的，但不满足正常电压的要求。

电压不稳定的大量形式是母线电压的不断下降。过电压不稳定的风险也是存在的，它是由网络的电容特性（超高压传输线运行在低于波阻抗负荷条件下）以及低励限制器（避免发电机和/或同步补偿器吸收过多的无功功率）引起的。

引起不可控的过电压的电压稳定性问题的另一种形式是同步发电机自励磁。这在同步发电机的电容性负荷过大时可能发生。可能激发自励磁的电容性负荷过多的例子是高压线末端开路和 HVDC 换流站的并联电容器及滤波电容器。

如同功角稳定性那样，电压稳定性也分成下列子类：

（1）大扰动电压稳定性指的是系统受大扰动（如系统故障、失去发电机，或电路事故等）后维持电压的能力。这种稳定性是由系统和负荷特性以及连续或断续的控制和保护的相互作用决定的。确定大扰动电压稳定性需要足够时间跨度上对电力系统非线性响应的检验，只有足够长的时间才能捕捉如电动机、带负荷调分接头变压器和发电机磁场电流限制器等设备的特性和相互作用。大扰动研究关注的研究周期从几秒钟到数十分钟。

（2）小扰动电压稳定性指的是当系统遭受小扰动（如系统负荷不断增加）后维持电压的能力。这种稳定性是由系统和负荷特性以及连续或断续的控制和保护的相互作用决定的。小扰动电压稳定性分析中采用合适的假定，对系统方程作线性化处理。其中灵敏度信息的计算在识别影响稳定性的因素方面是很有用的。然而，这种线性化不能考虑如变压器分接头改变控制（有死区、离散的时步、时间延时）等非线性影响，因此，需要线性和非线性分析结合作为一种互补方法使用。

如上所说，电压稳定性问题关注的时间框架可从几秒钟到数十分钟变化，因此，电压稳定性可以是短期的，或长期的现象。

（3）短期电压稳定性包括快速作用的负荷元件如电动机、电子控制负荷以及 HVDC 换流器等的动态。关注的研究周期是几秒钟量级，其分析需要求解合适的系统微分方程组，这类似于功角稳定性分析，但与功角稳定性相比，负荷的动态模型常常是基本的，负荷附近的短路故障更为重要（IEEE 和 CIGRE 建议不再使用术语“暂态电压稳定性”）。

（4）长期电压稳定性包括慢作用的设备如分接头可调变压器、恒温控制负荷以及发电机电流限制器。关注的研究周期可以扩展至几分钟或许多分钟。为了分析系统动态特性，需要长期仿真。长期电压不稳定通常是由于设备退出引起的，而不是起始扰动的严重程度。不稳定是由于失去长期平衡点（例如，当负荷力图恢复其功率超过传输网络和相连发电机的能力的时候）。扰动后稳态运行点是小扰动不稳定的或缺乏向着稳定的扰动后平衡点的吸引力（例如，当补救措施加得太晚时）。扰动也可能是持续的负荷累加（例如早晨负荷增加）。在许多情况下，长期电压稳定性可以用静态分析来估计电压稳定裕度、识别影响稳定性的因素，筛选广范

围的系统条件和大量的场景。在控制作用时间选择很重要的时候，应当通过准稳态时域仿真来补充。

4.2　电压失稳的特征

短期电压稳定性（SVS）是指在大扰动后系统各母线电压最初十秒内的恢复能力，它与相应时域内的系统快动态元件及其控制器的特性和交互作用有关。图 10.3-7（a）是美国亚特兰大供电区域短期电压失稳时 Bowen 电厂 500kV 电压录波图。短期电压不稳定事故具有下述特征：①总是在系统峰荷期间电网输电负担很重，负荷中空调电动机比例较大的情况下，由偶发性故障为诱因；②偶发性故障清除期间或紧随清除后发生其他故障；③偶发性故障清除后电网电压不能很快恢复到或接近事故前的值；④当电压恢复起始值低、恢复速度慢、级联停运会引起系统电压快速崩溃。

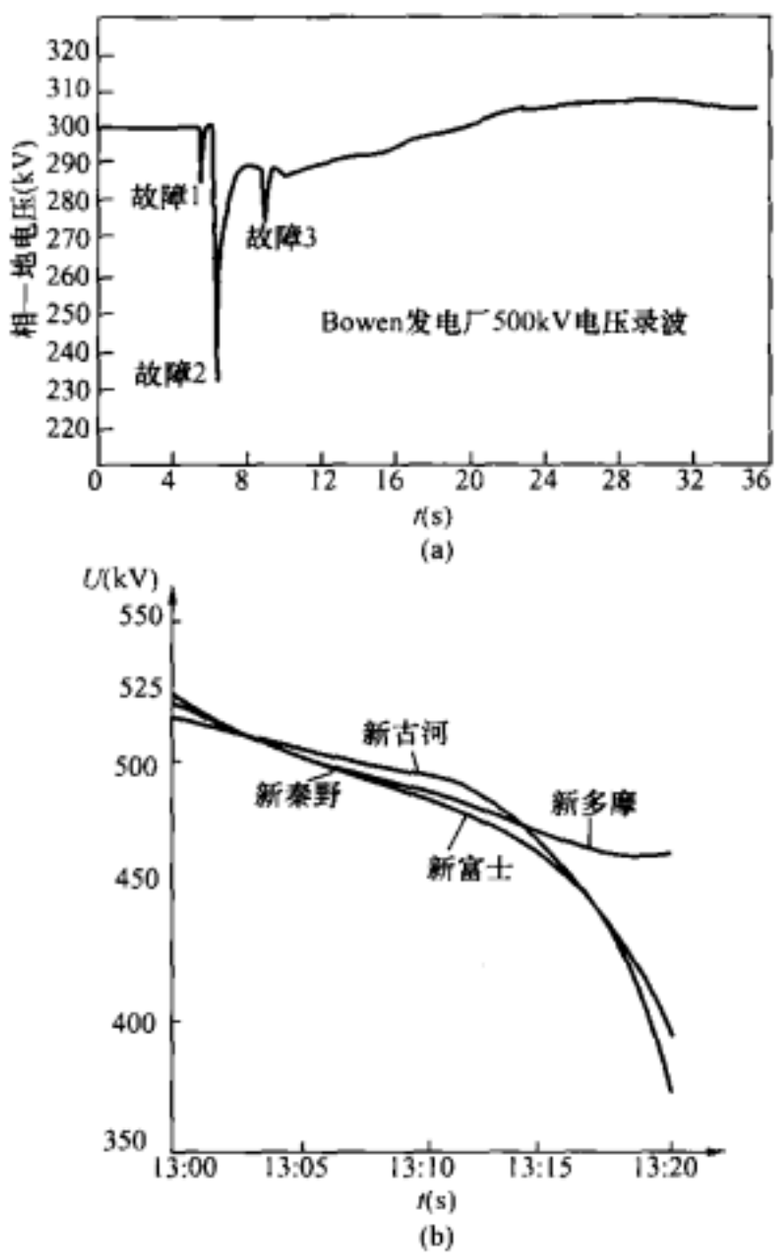


图 10.3-7　电压失稳/崩溃录波图
（a）美国 Bowen 电厂短期电压失稳；
（b）日本东京电网电压崩溃

长期电压失稳，常常是负荷持续增加时发生的。这时电压开始是缓慢下降，到临界点时，电压急剧跌落，如图 10.3-6（b）所示。日本东京电力系统电压崩溃过程没有其他故障和非正常运行工况，没有线路和发电机跳闸。几个变电站距离保护动作跳闸是因为线路电压降低，电流增加（视在导纳增加）的结果。大量的空调设备在低电压时吸取更大的电流（特别是无功电流），这种负荷特性有加速电压崩溃的作用。在低电压下，即使并联电容器全部投入，电压仍持续下降。

4.3　引发电压不稳定的因素

电压稳定性是电力系统在正常运行情况下和受到扰动后维持系统内所有母线电压可接受的能力。当有扰动、负荷需求增加或系统情况改变引发电压渐进的、不可控制的下降时，系统即进入电压不稳定状态。引起电压不稳定的主因是电力系统对满足负荷无功功率需求的无能为力。问题的核心是当有功和无功功率流过输电网络的感性电抗时总要产生电压降。

4.3.1　与短期电压稳定性有关的因素

短期电压稳定性问题其实就是扰动后最初 10s 内系统电压的恢复问题，如果是短期电压稳定的，则扰动后电压能在短期电压稳定时间域内恢复到可接受值。造成失稳的根本原因是大扰动打乱了系统无功平衡，造成局部电压降低的无功功率缺额不能迅速得到相应的补充。如果扰动后的短期电压稳定性时间域内，动态无功功率需求量增加的速度快于供出量增加的速度，或者短缺无功区域的需求不能迅速地从就地、就近获得补偿而是必须从远处通过输电线传输得到，则将增加无功快速平衡的难度，使暂态恢复电压起始值低，恢复速度缓慢。当无功平衡不能迅速实现时，将首先造成局部的电压跌落，而“级联效应”可能导致系统快速电压崩溃。

与短期电压稳定性有关的因素是多方面的。那些在低电压情况下有功功率基本保持不变，而随着电压降低功率因数快动态地下降和无功功率快速增加的负荷，以及低电压情况下会快动态地减少或者不能提供感性无功输出的补偿装置是暂态电压稳定性的不利因素。反之则是有利的。不利因素在系统运行于峰荷、负荷结构成分特殊（例如异步电动机尤其是带恒转矩机械负荷的小惯量异步电动机比例大，有功功率为恒常数的负荷多等），无功补偿装置动、静态性能不佳、配置不合理、扰动又比较剧烈的情况下会被放大。

20 世纪 90 年代以来特别是中后期，在发达国家又相继发生了多起电压失稳事件，其中短期电压失稳事件密度有增加的趋势，其原因是：①用于驱动空调、热泵、制冷压缩机的低惯量电动机的使用持续增加；②城市热岛增加和全球性变暖导致空调使用量增长，空调占较高的负荷比例；③由于电力电子电源的使用，电压不灵敏负荷的总量增加；④输电系统高度紧张的利用；⑤并联无功补偿用电容器组的增多。

在短期电压稳定时间框架内对扰动造成的低电压有动态响应的元件称之为快动态元件。下列元件对短期电压稳定有重要影响。

（1）异步电动机。理论研究与实践已证实最不利于系统短期电压稳定的快动态元件之一是异步电动机。然而电力系统负荷成分中占比例最大的恰巧也是异步电动机。异步电动机工作于低电压下时电磁转矩下降（与电压平方成正比），导致转速降低→转差率升高→功率因数降低→无功功率需求增大，即异步电动机负荷在起动或受扰动减速后再起动时会吸入很大的低功率因数的电流。小惯量恒定机械转矩的负荷（例如空调电动机）尤其为甚，在夏季时这类负荷占很大比重。

（2）HVDC。HVDC 输电对电力系统而言表现为一种不理想的无功负荷特性，它需要的无功功率约等于其所传输的直流有功功率的 50%～60%。不理想特性与 HVDC 所采用的控制方法以及向换流站提供无功功率的并联电容器补偿装置有关。正常运行时，HVDC 换流站有大量的电容器及滤波器补偿无功。扰动引起电压降落，在低电压期间电容器和滤波器无功输出减小，而 HVDC 的特殊控制方式使逆变器的无功需求随交流电压的下降而增加，二者的联合作用将引起交流电压下降幅度更大。在交、直流系统两者都处于重载，即整个电力系统高度紧张时，可能引发电压崩溃，特别是 HVDC 连接于弱交流系统的时候。与 HVDC 有关的电压崩溃现象是比较快的，关心的时间框架是 1 秒级或更少。

（3）输电网电抗。当输电网承载峰荷时，工作在满载或轻微过载的输电设备会因流过大的电流而加重发热，增加偶

发性故障率，例如，线路弧垂加大增大了对沿线其他物件放电形成故障的可能性；使电容器过载增大失效并引发故障可能性。承载峰荷，使系统的无功储备、传输能力储备所剩无几。

大扰动可能使电力系统因切除发电机或线路而被削弱，故障后系统将重新调整各在运发电机的出力、分配网络潮流，如果扰动后负荷的有功需求不减或减少很小，则迫使在运线路加大功率传输，加大了网络和线路损耗，增加了输电网传输有功功率所需的感性无功需求，如果系统没有足够无功支持这种无功增长需求，或者还要通过输电网向线路末端传输无功，则线路可能因过流而加大线路压降，使受端电压跌落到不可接受。

（4）并联无功补偿电容器。常规的机械开关投切电容器组对电力系统电压调整是非常有用的，它可以使周围的发电机运行在功率因数接近于 1.0 的状态，从而使系统中具有快响应特性的无功备用容量增大。其突出优点是投资非常低，缺点是其无功输出量随着电压的平方下降。要在系统电压出现紧急状态时起作用，必须要随电压变化动态地快速分组投入或切除（电压恢复后）电容器，而目前投切开关的性能限制了其对短期电压稳定的支持。过多的机械投切电容器在暂态电压跌落时对电压稳定起负面作用。

4.3.2 与长期电压稳定性有关的因素

（1）负荷持续、快速增加。电压不稳定的驱动力通常是负荷。当负荷持续、快速增长时，网络因传输电流增大而使无功需求急剧增加，发电机等无功电源就要增加无功输出，当某些发电机达到它的磁场或电枢电流过负荷时间容量极限时，功率传输和电压支撑就进一步受到限制。当负荷增加导致的无功功率需求超过可获得的无功电源的承受能力，或者无功资源耗尽或者无法传输到负荷端时，电压不稳定就来到了。在对扰动的响应中，由于负荷恢复增加了高压网络的压力，在负荷动态力图恢复功率消耗超过了传输网络和相连的发电能力时就会发生电压不稳定。

（2）发电机限制器作用。当网络电压足够低时，发电机或者达到励磁电流极限或者达到电枢电流极限，这将急剧地改变发电机特性。励磁电流达到极限时，对应的无功输出几乎恒定，发电机就失去电压控制作用。如果到达电枢电流极限，情况还要糟得多。当电枢电流被强制在其极限值时，如果网络电压进一步降低，发电机无功输出将迅速减少，很可能导致电压失稳。

（3）OLTC 的作用。在系统无功电源充足时，输电网络中带负荷改变分接头的变压器（OLTC）可以调节电压和无功流动。改变分接头调节低压侧电压，可以支持较低电压网络的电容器组和线路充电功率，并减小较低电压网络的无功需求。但是，由于分接头改变，低压侧负荷恢复，从系统吸取更多的功率，将使高压侧电压下降，导致高压电网的无功需求增加。如果系统无功电源不足时，就可能导致分接头可调变压器两侧电压都降低，造成恶性循环，直至电压崩溃。这是相当慢的现象。所以在系统无功电源不足时，OLTC 也是导致电压不稳定的重要机理。

4.4 功角稳定与电压稳定

发电机间功角稳定性和电压稳定性之间的差别不是取决于有功功率/角度和无功功率/电压幅值变化之间的弱耦合。事实上，对于紧张的系统状况这种耦合是强的，功角稳定性和电压稳定性都受扰动前有功功率和无功功率流动的影响。而差别取决于相反作用力的特定集合，这个作用力的集合经受持续的不平衡，而随之主要系统变量呈现出不稳定，即 P/Q 的不平衡导致 θ/V 表现出来不稳定。

电压与功角稳定的差别和联系，可从表 10.3-3 所列的各个方面加以考察。

表 10.3-3 电压稳定与功角稳定的比较

序号	功角稳定	电压稳定
1	发电机驱动	负荷驱动
2	主要关注发电机及其功角	主要关注负荷及其电压幅值
3	全局性	局部性开始，可波及全局
4	快过程	快过程/慢过程
5	主要与有功平衡有关	主要与无功平衡有关
6	纯功角稳定问题——如单机无穷大系统	纯电压稳定问题——如单电源单负荷系统
7	远离负荷点的系统电压下降，角度持续增加/振荡	负荷区电压持续下降/振荡（少）
8	主要影响因素：重负荷长距离输电；发电机之间弱联系；负阻尼；保护控制不协调；大/小扰动	主要影响因素：重负荷；不利的负荷特性；无功储备/支持不足；发电机励磁/电枢电流/无功出力限制；低电压下 OLTC 反作用；保护控制不协调；大扰动/小扰动/负荷持续快速增加
9	受扰动，同步电机间的相角不会太大，则稳定；同步发电机间维持同步的能力下降（$dP/d\delta$ 由 + 到 −），则不稳定	受扰动，负荷端电压波动不会太大，则电压稳定；负荷端维持电压的能力下降（dP/dV，dQ/dV 由+到−），则电压不稳定

4.5 增强电压稳定性的措施

通常的电压稳定预防控制措施主要从加强系统（网络）、安装无功补偿设备、实时运行调度和系统保护方案配合等几个方面入手（见表 10.3-4），对应不同的失稳机制有不同的防止电压不稳定性措施。

表 10.3-4 电压失稳预防措施

系统（网络）的加强	在发电机和负荷之间增加新的输电线路，在靠近负荷中心地区建设低功率因数的发电厂，串联电容补偿，并联无功补偿
装置和控制器	AVRs 中的线路压降补偿、发电厂升压变压器控制，并联补偿投切、二级电压控制，全局电压无功优化控制
运行计划	电压安全评估（VSA）
实时运行	电压分布和无功储备补偿的管理与控制，电压安全评估，发电调度，启动燃气轮机发电，预防性减载，电压稳定性的在线监测
系统保护方案	快速切除故障，HVDC 调制，OLTC 紧急控制，紧急甩负荷

电力系统趋向于短期电压不稳时，靠近负荷中心的无功支持是基本的，无功支持应该能够在所考虑到的最坏的情况下使系统恢复到稳定平衡点，如它应该足够快以使异步电动机不致减速到事故后的不稳定平衡点。最普通的快速无功支撑设备是发电机、同步调相机和 SVC（或 STATCOM）。它们在扰动之前

应具备足够的储备，但应注意发电机和同步调相机所提供的过励磁和过电流能力有时间限制，它们仅能把短期电压稳定问题转移为长期电压稳定问题。对于短期电压失稳，还要有快速清除事故的保护和精心策划的快速甩负荷的配合。

防止长期电压不稳定的措施的目标是足够快地恢复长期平衡点和避免由长期动态过程造成的短期电压不稳定。可采取的措施包括无功补偿的投切、发电调度和减负荷。后者可以直接甩掉负荷或间接地进行紧急 OLTC 控制（如 OLTC 的锁定停止负荷的恢复）。对于多层输配电系统中的 OLTC 应协调地进行控制。当发电机存在无功储备时，可以通过二级电压控制来提升发电机的端电压，增加无功输出，以维持系统控制节点（枢纽点）电压。

电力系统提供无功功率的能力与负荷的电压无功特性是决定电压稳定性的关键。提高电压稳定性应从提高系统提供无功功率的能力和改善负荷的电压无功功率特性两方面着手。由于电力线路均存在较大的电抗，所以无功功率不宜大量输送。因此电力系统中对无功功率的补偿一般采取就地补偿，这种无功功率补偿措施有时既可以看作是提高系统提供无功功率能力的措施，也可以看作是改善负荷电压无功功率特性的措施。

增强电压稳定性的措施分述如下：

（1）网络结构的加强和改进。电网稳定问题实质是电网结构问题。完整、正常的电网是系统稳定运行的基础，对电力系统运行的安全性、经济性、电能质量、调度控制的方便性和灵活性有重要影响。电压稳定裕度主要由电网传输能力决定。

电网结构与负荷和电源发展等很多因素有关。从电压稳定考虑，一个强壮的电网要求：电网结构上分层分区，主次分明；受电中心应构成坚强环网；受电中心地区及其附近保持一定电压支撑能力；电气联系强，联系电抗小；电压等级合理，用高电压等级输送大功率；用直流输电分隔交流电网以改善交流系统稳定性，降低短路水平，方便调度控制；避免高低压电网经变压器形成电磁环网；有利于分区系统电力电量平衡；有利于限制电网短路电流等。

加强网络首先是加强主网架结构，它对改善电压稳定性的作用是关键性的，它不但提供了更多的输电通道，还提供系统部分无功功率。

不仅要在正常运行下结构合理，还要特别注意一回线路故障并退出运行的情况下，大量潮流输送转移，可能功率严重振荡，电压大幅波动，发电机角度剧烈摇摆的后果。故障失稳形式多为功角/电压耦合型，个别为电压失稳占优。

通过合适的网络改造，还把发电机励磁系统改善系统电压水平的沉重负担从中释放出来，使其有更大的裕度应对系统发生严重故障带来的电压跌落。这是合理的网络改造除了本身可以提高网络传输能力这一优点外的另外一个突出的优点。

当系统中发生负荷转移时，随着传输有功功率的增加，传输所需的无功会增加很多，如果这部分无功不能够得到有效的保证，电压则难以维持。这时需要新增输电线路才能完全满足无功输送的需要。

（2）改善发电机的励磁控制系统。如果减小系统的电抗 X，则可以提高系统提供无功功率的能力。如果改善发电机的励磁控制系统，使发电机能够从维持机端电压的恒定到维持主变压器高压出口端电压的恒定就相当于减小了系统的电抗 X，从而提高系统提供无功功率的能力，改善了系统的电压稳定性。改善发电机的励磁控制包括提高励磁系统的顶值倍数和电压响应比以及其控制系统的改进。

励磁系统还要保障发电机具有一定的进相运行能力，以便在高压输电线路轻载时能吸收一部分充电无功，保持电压在合格范围之内，避免线路工频过电压。

（3）安装静态无功补偿装置。包括并联电容器和电抗器。对于预防电压降低的电压不稳定问题，需要安装容性无功补装置。对于预防电压升高的电压不稳定问题，需要加装并联电抗器。

（4）安装动态无功补偿装置。对于短期电压不稳定，需要采用除发电机外的同步调相机、SVC、STATCOM 等动态无功设备。动态无功补偿装置可以提供系统故障后紧急无功支援，以保持故障后关键母线的电压水平，大大提高电压恢复的速度；抑制由电弧炉和轧钢机等电动机冲击负荷引起的系统电压闪变问题；平衡随时间变化的非对称负荷，改善供电质量；提供输电线路中间点的电压支持，提高正常时的线路输电能力并提高系统的暂态稳定性等。

（5）合理安排电力系统潮流和发电再调度。电力系统是高阶的非线性系统，因此在一定的负荷条件下，存在满足发电与送电要求的多种潮流状态，即系统存在多个可行的平衡点。合理选择适当的平衡点，使电力系统运行的平衡点有较大的电压稳定裕度，为此应尽量保持负荷中心机组高功率因数运行并留有足够的备用。在增发无功时，应使各发电机保持均衡的无功裕度。

（6）改造电力系统负荷的特性，特别是负荷的无功特性。负荷特性对电压稳定性有重要影响。仿真计算中，采用不同的负荷模型计算得出的极限功率差别较大。对于逐步的负荷增长，采用静态负荷模型时的极限功率大于动态负荷模型时的极限功率，相差约 30%。对于故障情况，采用静态负荷描述是稳定的故障工况，采用动态负荷描述可能失去稳定，特别是发生在负荷侧的故障。所以应对不利的负荷特性加以改造。

改造负荷特性可以对高压大容量异步电动机加装软起动装置，以便改善异步电动机起动时的无功电压特性，减小异步电动机起动时对系统电压造成的不利影响。应尽可能把不同类负荷分别接在各负荷母线上，避免负荷母线上只有恒功率类负荷和纯动态类负荷。

（7）低电压切负荷。关于低电压切负荷方案的设计，随着系统故障的大小、类型和地点的不同而不同。就低电压切负荷来说，主要是根据系统某节点的电压低于某个设定值一定时间后，由低压甩负荷装置按轮分级切负荷，直到电压返回到合理范围为止。

制定低压切负荷方案的原则包括：①低压减载继电器的定值范围为比正常运行时的最低电压低 8%～15%，对于电压变化幅度较大的系统，还可采用根据电压变化率来整定。②低压减载的延时时间与负荷的特性有关，如负荷主要为带有恒功率特性的异步电动机负荷，电压降低对负荷特性影响较大，则低电压切负荷的速度要快；如负荷主要为恒阻抗特性的照明或电加热装置时，电压降低对负荷特性影响不是特别敏感，低电压切负荷的速度延时可以长一些。③当电压降低到一定程度而切除部分负荷后，系统的电压仍无法恢复到正常运行所接受的水平，应增加一些轮次，使系统的电压恢复到可以接受的水平。④低电压切负荷方案所需的负荷量应安排充足，满足各种不同故障形态下低电压切负荷动作后的系统电压恢复。⑤在 $N-2$ 故障下，切负荷量应使得系统由静态 $U-P$ 曲线计算得到的有功裕度大于 2.5%，$N-1$ 故障的情况下，此值应大于 5%；

（8）其他稳定控制措施。还可考虑的措施有：①三级电压控制或 AVC；②发电机高压侧电压控制等。

第 4 章 无功补偿设备及其特性

根据无功补偿的过程和功能，可将无功补偿装置分为静态无功补偿装置和动态无功补偿装置两大类。前者包括并联移相电容器（FC），中、低压及超高压并联电抗器（FR）和无源滤波器（PF）；后者包括并联可控电抗器（CR）、有源滤波器（APF）、同步调相机（SC）、静止无功补偿装置（SVC）和静止同步补偿器（STATCOM）、超导储能（SMES）装置等。根据与系统连接关系可分串联补偿和并联补偿。上述都是并联补偿，与电压无功控制有关的串联补偿主要是固定串联电容补偿（FSC）和可控串联电容补偿（TCSC）。本章阐述常用的无功补偿设备及其特性。

1 并联移相电容器

并联移相电容器是电力系统中一种重要的用得最多的专用无功补偿设备。它的主要功能是向电力系统提供无功功率，减少电网损耗，控制负荷功率因数，提高电网电压水平。

1.1 基本特性

并联电容器输出的无功功率与其安装母线电压的平方成正比。安装在变电站低压母线上的并联电容器，它提供的无功功率 Q_C（Mvar）值为

$$Q_C = \frac{U^2}{X_C} \tag{10.4-1}$$

式中：U 为母线电压，kV；$X_C = 1/\omega C$ 为电容器电抗，Ω。

当系统电压低，需要增加其无功功率输出时，因为它输出的无功功率随所安装母线电压降低而平方下降，所以对系统无功功率的调节性能较差。

并联电容器可以根据负荷的变化分组投切，是一种不连续的调节。其长期允许稳态过电流为额定电流的 1.3 倍，允许承受的稳态过电压不应超过额定电压的 1.1 倍。电容器有功损耗不应大于额定容量的 0.06%。

1.2 型式、配置和接线

1.2.1 型式和结构

并联电容器按电极不同，可分为金属箔电容器和金属化电容器。

金属箔电容器有纸、纸—膜复合和全膜介质三种，全膜介质应用是主流。电容器内部用绝缘油浸渍，损耗 0.2～0.5W/kvar，比特性 0.2kg/kvar。单台电容器最大容量 1700kvar，三相集合式电容器最大容量可做到 10 000kvar。

金属化电容器的特点是具有自愈能力，即当介质被击穿时，击穿点周围的镀层会瞬间蒸发掉，绝缘立即恢复，仍可继续使用。其工作场强 40～60kV/mm，损耗 0.6～0.8W/kvar。金属化电容器以干式为主，主要应用在低压（380V）配电系统，现在 10kV 以下的高压变电站，特别是地下和户内变电站也已采用。

电容器结构还可分为框架组合式和集合式两种。框架式又分为油浸或干式自愈式。集合式并联电容器内部由带铁壳的并联电容器单元串组成。单元电容器内部几十个（30～50个）元件全部并联，每个元件串有一根内熔丝。由于其安装方便，维护简单，占地少，综合造价低和运行稳定，使用范围已由中小型城网变电站发展到一些大中型枢纽变电站。

1.2.2 配置和分组

对于 220kV 及以上变电站，配置大容量电容器组进行分组自动投切以稳定系统电压，并配备系统的无功备用容量。两台分列运行的主变压器低压母线宜分别配置电容器组。电容器分组容量应根据“加大单组容量、减少组数”的原则确定。分组容量与控制方式可根据变电站负荷特点、运行方式和调相调压的要求合理确定。分组一般不宜过多，枢纽变电站分组以不超过 8 组为宜，35～110kV 变电站一般可分 2 组。分组容量比不宜过大，不超过 1∶3 为妥。分组电容器投切，对所在母线电压调节范围以不超过主变压器一级分接头的电压范围为妥。分组电容器按各种容量组合运行时，不得发生谐振。

1.2.3 接线

并联电容器有高压和低压两种。我国生产的低压电容器是三相式结构，其电压分 0.23kV、0.4kV 和 0.525kV 共 3 种。三相按三角形接线，每相由若干个元件并联组成，每个元件都配有熔丝做过流保护用。高压电容器为单相式，其电压分为 1.05、3.15、6.3、10.5kV 共 4 个电压等级。每相由若干个元件串联后再并联组成。

并联电容补偿装置的接线方式基本上有星形和三角形两种。星形接线又分为单星形和双星形（图 10.4-1）。在电压等级较高的系统中，电容器组的主接线一般采用星形接线，在电压等级较低的系统中采用三角形接线。在星形接线中，当单台容量在 10 000kvar 以下时，采用单星形接线；单台容量在 10 000kvar 以上时，采用双星形接线。

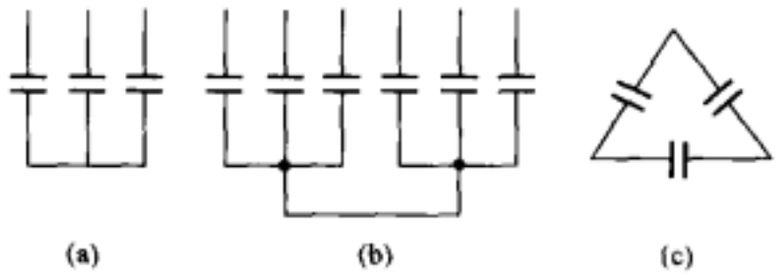


图 10.4-1 并联电容器组接线
（a）单星形；（b）双星形；（c）三角形

单星形接线的优点：接线简单、投资省，有多种保护方式，当任一台电容器被击穿时，故障电流都将受到限制，一般不会造成电容器爆炸。缺点：当一相中的一台电容器被击穿时，如不加以隔离，将使其他两相电容器严重过载。单星形接线方式适用于中型电容器组。

与单星形接线相比，双星形接线的突出优点：可在两组电容器的中性点连线上加装简单且十分灵敏的电流或电压不平衡保护。缺点：接线复杂、占地大。双星形接线方式适用于大型高压电容器组。

三角形接线的优点：接线简单、投资省，每一电容器的运行电压与其他两相电容器的运行状况无关。缺点：当每相只有一个串联节时，任一台电容器被击穿都会造成两相短路，故障电流大，容易引起电容器爆炸。如果采用熔断器保

护，又要求其断流容量足够大，不经济。三角形接线方式适用于短路容量较小处的小型电容器组。

1.3　并联电容器保护

1.3.1　涌流及限制措施

当电容器组投入电网时，将会产生幅值很大和频率较高的冲击合闸涌流。涌流的持续时间一般小于 10ms。

一般变电站单组电容器组合闸涌流低于 10 倍额定电流，最高可达 20 多倍，频率约为 250～4000Hz。而分组电容器组追加合闸时合闸涌流高达几十倍，甚至超过百倍，频率可达 15000Hz，这对电容器组及运行设备具有很大的危害性。频繁投切电容器组的过大涌流会使开关触头熔化和烧损，当涌流超过开关的最大开合电流时，还会产生过大的电动力和内部压力而使开关损坏；高频涌流超过电容器所允许的涌流极限时，将加速绝缘老化或游离放电，还会使电流互感器一、二次绕组产生过电压而击穿绝缘。限制涌流多采用在电容器回路中加串联电抗器或在开关中加装并联电阻的措施。如单纯考虑限制合闸涌流，可选用百分电抗值在 0.1%～1%的小电抗器。

1.3.2　谐波及防护措施

电网中有电压和电流两种高次谐波源。若并联电容器所接母线电压上存在较多谐波，则经电容器回路可能造成谐波放大，危及电容器本身。对谐波电压，电容器的高频容抗较小而导致大的谐波电流；对电流谐波源，并联电容与系统感抗可能导致并联谐振而使谐波电流急剧增大。为此在电容器回路中，加装串联电抗器，使电容回路对谐波频率阻抗呈感性，从而抑制谐波分量。抑制 5 次以上谐波为主时，选择 4.5%～5%的电抗器；抑制 3 次谐波为主时，选择 12%～13%的电抗器。

1.3.3　过电压及保护措施

电容器输出的无功功率及其有功损耗与运行电压的平方成正比。当电压超过允许值时，将使电容器过负荷发热而影响其寿命。电容器允许在 1.1 倍额定电压下连续运行。电容器组应装设过电压继电保护，将运行电压限制在 1.1 倍额定电压以下。

电容器组运行可能频繁投切，在开断容性负荷时，由于电容器极板上仍残留电荷，开关触头有可能承受两倍的额定电压峰值，当开关触头间弧隙绝缘恢复的速度低于恢复电压增长的速度时，则开关弧隙将被击穿而发生重燃，从而产生较高的过电压。为此要采用开断电容电流性能良好，具有不重燃特性的高压开关或采用无火花间隙的氧化锌避雷器，以防重燃过电压。

2　并联电抗器

高压并联电抗器是并接于电网中用以补偿容性无功的电抗器，分为容量不变的线性电抗器和容量平滑变化的可控电抗器两种。这一节介绍的并联电抗器为不可控的电抗器。

2.1　类型

按绝缘和冷却介质不同，可分为油浸式、干式和空心式。按额定电压不同，可分超高压、特高压并联电抗器和接在主变压器第三绕组上或中压配电网上的高、中压并联电抗器。

油浸式并联电抗器。可以做成不同电压等级和不同容量以满足不同需要。超高压和特高压并联电抗器一般做成单相式，而高、中压并联电抗器一般做成三相式。结构上做成带气隙的铁心式和绕组内部没有铁心的空心壳式。空心壳式电抗器的绕组端部设置了铁轭，并有边柱或磁屏蔽以收集和引导磁通，这种电抗器的特点是制造比较简单，振动和噪声较小，漏磁和附加损耗小，但磁通密度低、用铜量多、体积大。

干式线性电抗器。其特点与干式变压器相同，铁心和绕组用树脂浇注成型。这种无油电抗器避免了着火爆炸，但其价格为同容量油浸变压器的 2～3 倍。

空心线性并联电抗器。是既无铁心又无铁轭和边柱的空心电感线圈，它由若干层直径和匝数均不相同的并联分流线圈包组成，每一个线圈包由多股导线绕制的单层螺旋形线圈经环氧树脂浸渍的连续玻璃丝带包扎并硬化成一个密封整体。各线圈包同心地固定在上下两个铝制星形接线板间。每个线圈包的两个导线端子分别与上下接线板焊接。与油浸电抗器相比，空心电抗器的结构简单、重量较轻，维护工作量小，无火灾危险，振动和噪声较小，但占地面积较大，抗环境污染能力（灰尘、盐务等）和抗老化能力较差。

接于超高压线路的并联电抗器（高抗）。在 500kV 变电站的超高压线路侧，安装同一电压等级的并联电抗器，用以补偿超高压线路的容性充电功率，有利于限制系统中工频过电压和操作过电压，有利于降低超高压系统的绝缘水平。

装于超高压变压器第三绕组或高中压配电母线上可投切的并联电抗器（低抗）。装于发电厂或变电站主变压器三次侧，电压有 63、35、15.75kV 等。用以向电网提供可调节的感性无功，吸收电网多余容性无功。常与并联电容器共同组合为成套补偿装置。

2.2　基本特性

（1）无功功率。并联电抗器产生的感性无功功率 $Q_{L.}$（Mvar）为

$$Q_{L.}=\frac{U_{L.}^2}{X_{L.}} \tag{10.4-2}$$

式中：$U_{L.}$ 为并联电抗器安装处线路（母线）电压，kV；$X_{L.}$ 为电抗器等值电抗，Ω。

（2）伏安特性。并联电抗器的伏安特性可用两条折线来表示（图 10.4-2）。如铁心中磁通密度选取值过高，则饱和曲线的拐点 K 过低，b 段的斜率较小，在电网中容易发生非线性谐振过电压。拐点的电压（KU_n）应保证大于工频过电压。

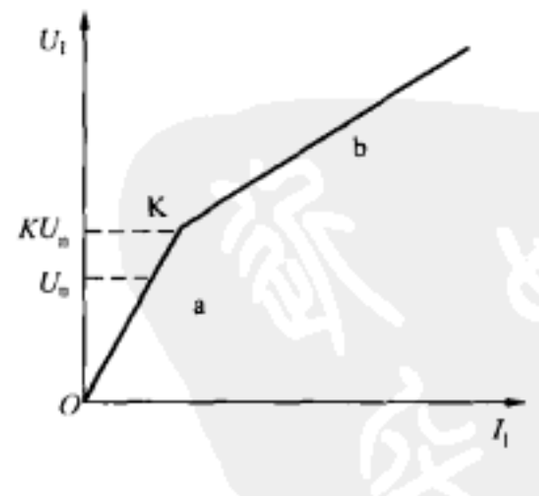


图 10.4-2　并联电抗器的伏安特性

DL 5014—1992 对 500kV 并联电抗器伏安特性的要求是：在 $1.4\times550/\sqrt{3}$kV 电压下的伏安特性应为直线，大于上述电压时伏安特性曲线的斜率不应低于原斜率的 2/3。

（3）额定电压和最高运行电压。GB 10229《电抗器》中对并联电抗器额定电压定义为在三相电抗器的一个绕组的端子间或单相电抗器绕组的端子间指定施加的电压。额定容量定义为在额定电压下运行的无功功率，最高运行电压 U_m

定义为电抗器能够连续运行而不超过规定温升的电压。由于并联电抗器的实际容量与运行电压的平方成正比，如550kV，150MVA的电抗器，在电压为525kV时的实际容量只有136.7MVA，因此国家标准还规定并联电抗器的额定电压可以等于最高运行电压，这一点不同于对其他电气设备电压的规定。500kV系统中并联电抗器的最高工作电压规定为$550/\sqrt{3}$kV。允许过电压倍数和时间分别为：$1.15U_m$，60min；$1.2U_m$，20min；$1.25U_m$，10min。

（4）避免过电压。①避免合闸操作过电压。在电抗器回路中串联电阻，阻值100Ω左右；②避免工频过电压。应使并联电抗器的零序阻抗大于其正序阻抗，办法是在电抗器中性点接入小电抗；③避免分频谐振。主要可能激发出1/3次分频谐振，办法是使分频谐振条件$1/\sqrt{LC}<\omega/3$不能成立。这要求电抗器的伏安特性饱和部分斜率不低于未饱和部分斜率的1/3。④避免高频谐振。高频谐振条件是$1/\sqrt{LC}<n\omega$，主要是二次谐振。解决办法是要求伏安特性的饱和点选在$1.3U_n$以上，斜率取1/3以上。

（5）感抗值偏差。每相偏差不大于±5%，三相间偏差不大于±2%。

（6）谐波电流幅值。在额定电压下，每相三次谐波电流的幅值不超过基波电流幅值的3%。

2.3 对中性点小电抗的技术要求

并联电抗器为星形连接，为抑制工频谐振及限制潜供电流，500kV电抗器中性点要经小电抗接地。

（1）额定电压。中性点小电抗的额定电压决定于出现在中性点的最大工频过电压值，与并联电抗器的补偿度K_B有关。当K_B大于60%时，为110kV；$K_B=40\%\sim60\%$时，为154kV；K_B小于40%时，为220kV。

（2）小电抗值。中性点小电抗值的选择与补偿度K_B及线路长度L有关，以限制潜供电流为目的，并需验算谐振过电压。K_B值愈高则中性点电抗值L_0愈小。如L值已定，则线路愈长，L_0值愈大。

按加速潜供电流熄灭条件，选择小电抗的计算公式为

$$X_0=\frac{X_L^2}{X_{12}-3X_L} \tag{10.4-3}$$

式中：X_0为中性点小电抗的电抗值，Ω；X_L为并联电抗器的正序电抗，Ω；X_{12}为线路的相间容抗值，Ω。

按抑制工频谐振过电压选择小电抗的计算公式为

$$X_0=\frac{X_L^2}{X_{12}-3X_L}+\frac{X_L-X_{L0}}{3} \tag{10.4-4}$$

式中：X_{L0}为并联电抗器的零序电抗值，Ω；对单相电抗器$X_{L0}=X_L$；对三相三柱式电抗器$X_{L0}=X_{L2}$。

（3）额定电流。额定电流选择考虑：①潜供电流不应大于20A；②输电线路三相不平衡引起的零序电流可取线路最大工作电流的0.2%；③并联电抗器三相电抗不平衡引起的中性点电流可取电抗器额定电流的5%～8%；④在按故障情况检验小电抗器温升时，故障电流可取200～300A，时间可取10s。

3 可控并联电抗器

3.1 基本原理

空心式三相电抗器的有效电感L_{nA}、L_{nB}、L_{nC}分别为

$$\left.\begin{aligned}L_{nA}&=L_A-(M_{AB}+M_{CA})/2\\L_{nB}&=L_B-(M_{AB}+M_{BC})/2\\L_{nC}&=L_C-(M_{CA}+M_{BC})/2\end{aligned}\right\} \tag{10.4-5}$$

式中：L_A、L_B、L_C分别为ABC相的自感；M_{AB}、M_{CA}、M_{BC}分别为AB、CA、BC相间的互感。

自感L和互感M分别为

$$L=K_L N^2 D_{av} \tag{10.4-6}$$

$$M=K_M N^2 D_{av} \tag{10.4-7}$$

式中：D_{av}为绕组平均直径；K_L为自感计算系数；K_M为互感计算系数；K_L和K_M均与电抗器绕组的轴向高度和幅向厚度及绕组的平均直径有关；N为绕组匝数。

从式（10.4-6）和式（10.4-7）可知，三相匝数都为N的三相电抗器的自感L和互感M与其绕组匝数N的平方、绕组的几何尺寸以及绕组的绕线方向有关，其值是固定的。铁心式电抗器的自感L为

$$L=\frac{\mu N^2 A}{\delta} \tag{10.4-8}$$

式中：μ为铁磁材料的导磁率；N为电抗器绕组的匝数；A为铁心截面积；δ为磁路的气隙长度。从式（10.4-8）可知，铁心式电抗器因导磁率μ的提高，可使电感值提高。铁心式电抗器包括无气隙和有气隙两种形式。有气隙式电抗器的电感值与无气隙式电抗器相比，其值要小。铁心式电抗器电感值是非线性的，尤其工作在饱和区时。

3.2 实现方案

可控电抗器的实现有多种结构方案，详细可参阅第2篇有关章节。据式（10.4-8），电抗器绕组的匝数N或导磁率μ的改变都可导致电抗值的改变。改变导磁率可通过调节电抗器励磁，从而改变电抗器的磁饱和程度来实现。类似于有载调压变压器的分接开关调压，调匝式可控电抗器通过部分绕组的连接和切除来改变电抗器的匝数，从而改变电感L，调节其无功容量$Q_L=U_L^2/X_L$。如图10.4-3所示，无功功率标幺值从1.0到0.4p.u.，相应的匝数范围在$(1\sim16)N_0$（N_0对应额定无功功率时的绕组匝数）之间改变。

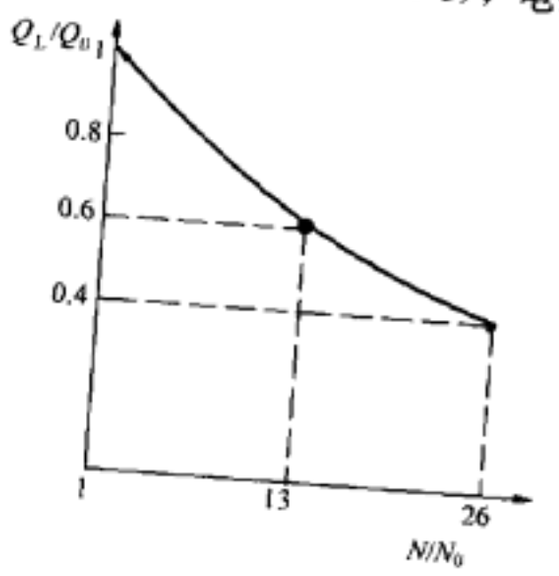


图10.4-3 无功功率Q_L/Q_0与电抗器匝数N/N_0的关系曲线

3.3 主要特性

（1）伏安特性。分裂铁心式可控电抗器采用外加直流励磁系统，其稳态伏安特性呈明显的非线性，如图10.4-4。当电网电压下降时，电抗器在一定控制电流下的无功功率按与

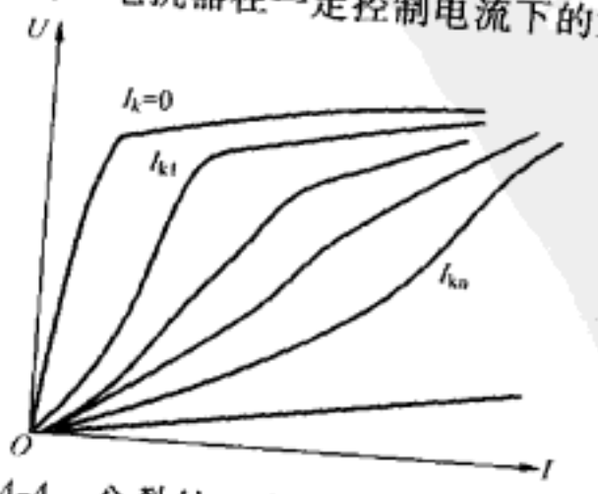
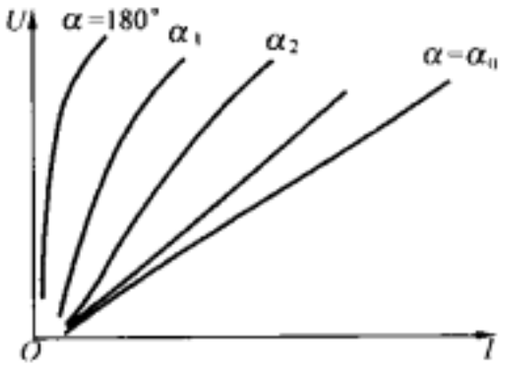


图10.4-4 分裂铁心式可控电抗器伏安特性

电压成正比的关系下降，通过快速增减励磁可以控制其电抗值。磁阀式可控电抗器具有良好的线性伏安特性（图 10.4-5），在一定触发延滞角下与线性电抗器一样具有恒定的电抗值。



10.4-5　磁阀式可控电抗器伏安特性

（2）谐波特性。为使分裂铁心式可控电抗器获得强补功能，以大幅度限制线路操作过电压，其额定磁饱和度选择应较低。低额定磁饱和度的可控电抗器会产生谐波电流。为减少谐波含有率，采用了裂相技术，即将可控电抗器分成两个容量相同的并联组，一组的主绕组接成左旋曲折型；另一组接成右旋曲折型，以自我抵消 5 的倍数次谐波和 7 的倍数次谐波，而 3 的倍数次谐波电流则在三角形的补偿绕组中流通。采取上述谐波抑制措施的可控电抗器在整个容量调节范围内的谐波电流含有率将不超过额定基波电流的 2.5%。

磁阀式可控电抗器的额定磁饱和度达到极限值，可大大抑制谐波的产生，其最大谐波含有率见表 10.4-1（3 的倍数次谐波电流由三角形绕组抑制）。

表 10.4-1　磁阀式可控电抗器最大谐波电流

谐波次数	5	7	11	13	17	19
谐波含有率（%）	1.60	0.86	0.35	0.25	0.15	0.12

（3）容量调节深度。容量调节深度是指可控电抗器的额定容量与空载容量之比。分裂铁心式和磁阀式可控电抗器的容量调节深度可达 100 倍以上。实际运用中，可控电抗器容量调节深度为 10 倍左右即可满足超高压电网无功补偿的要求。

（4）动态响应特性。在系统正常运行时，分裂铁心式可控电抗器的容量调节时间最快可达 0.06s 左右，可保证系统过渡过程工频过电压的限制。此外，当线路发生切、合操作时，由于结构特点，预先加有小直流控制偏磁的可控电抗器的容量会无惯性地强制增加到其额定容量的数倍，可大幅度限制操作过电压。磁阀式可控电抗器容量调节速度约为 0.3s，足以满足限制线路工频电压升高的要求。但是，由于磁阀式可控电抗器额定磁饱和度已达极限值，故不像分裂铁心式可控电抗器那样具备大幅度限制线路操作过电压的能力，这一功能需要由合闸电阻和氧化锌避雷器承担。磁阀式可控电抗器在电压一定时的输出电流（容量）从空载增加到额定值的过渡过程时间约 0.3s，即额定容量为 300MVA 的可控电抗器，紧急时可在 0.3s 内吸收 300Mvar 的无功功率。

3.4　功能应用

（1）限制工频过电压。在电网正常运行时，可控电抗器容量可根据线路传输的功率自动平滑调节，以稳定其电压水平。在线路传输大功率时，若出现末端三相跳闸甩负荷工况，可控电抗器可通过快速励磁系统迅速将电抗器容量调整到所需值，以限制工频过电压。

（2）消除发电机自励磁。发电机带空载线路运行时，有可能产生自励磁。可控电抗器的自动平滑补偿作用，能有效地消除产生自励磁的条件和现象。

（3）限制操作过电压。由于可控电抗器的补偿作用，空载线路的工频电压得以抑制，从而降低了系统的操作过电压水平。特别是裂心式可控电抗器具有容量无惯性强制增长的特性，可大幅度限制线路计划性合闸、重合闸、故障解列等操作过电压，使过电压水平不超过额定电压的 1.6 倍。

（4）线路容性功率补偿。对于 500kV 超高压线路，当传输自然功率时，其容性和感性无功自我补偿，应将可控电抗器容量调至空载（接近零）；相反，在线路轻载时，可控电抗器容量应增至额定值，以充分补偿线路的剩余容性无功，避免空载长线终端的电压升高。

（5）抑制潜供电流。降低线路单相接地时的潜供电流以提高单相重合闸的成功率。可控电抗器配合中性点小电抗和一定的控制方式，可大大减小线路单相接地时的潜供电流，有效地促使电弧熄灭。

（6）限制短路电流和平波。晶闸管控制电抗器，正常时电流由晶闸管导通，电抗器被短接，一次侧阻抗很小；当一次侧流过短路电流时晶闸管开断接入可控或非可控电抗器，则可加大一次阻抗，从而大幅度地限制短路电流。同时，平波电抗器可以使整流后的脉波电流接近直流，具有优良的平波功能。

4　串联电容补偿装置

4.1　装置构成

串联电容补偿装置是串联在输配电线路中以补偿线路感抗的，由电容器及其保护、控制等设备组成的装置。其补偿程度基本不变或只能分组离散调节，因此称为固定串联电容补偿（FSC），简称串补。串联电容补偿装置组成可参见第 4 篇相关内容。

4.2　应用原理

串联电容补偿装置的主功能：①提高电力系统稳定性，增加系统的传输能力；②改善系统的运行电压和无功平衡条件，在配电网络中主要用于补偿线路的感性压降，改善电压质量；③合理分配并联线路或环网中的潮流分布。在较低电压等级的线路上的串联电容补偿主要用于调压；在较高电压等级的输电线路上的串联电容补偿，则主要用于提高系统的稳定性。

在应用于提高系统的稳定性时，串补的补偿度是一个重要参数。所谓补偿度 K_C，是电容器容抗 X_C 和线路感抗 X_L 的比值，即：$K_C = X_C / X_L$。

串补应用中要注意的问题是：①在某些情况下可能引起汽轮发电机组的次同步谐振；②可能引起电动机的自励磁。

（1）提高电力系统稳定性，增加系统的传输能力。具有串联电容补偿的线路如图 10.4-6 所示。线路的传输容量为

$$P = \frac{U_1 U_2}{X_L - X_C}\sin\delta = \frac{U_1 U_2}{X_L(1 - K_C)}\sin\delta \qquad (10.4\text{-}9)$$

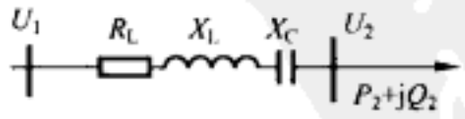


图 10.4-6　具有串联联电容补偿的线路

式中：δ 为线路两端电压相角差，补偿度 K_C 一般为 25%～70%。串联补偿可在同一相角差情况下使传输功率 P 提高 $1/(1-K_C)$ 倍。静态稳定极限传输功率也相应增加，或者说

在传输相同功率情况下，由于 δ 变小，静态稳定裕度增加了。

一般说，串联电容补偿度愈大，线路等值电抗愈小，对提高稳定性愈有利。但补偿度的增大要受到许多条件的限制。首先是短路电流不能过大。当补偿度过大时，在离电源较近的高压输电线路上的电容器后方短路时，电容器的容抗可能大于变压器和电容器前面输电线路的电抗之和。这时，短路电流就会大于发电机端短路时的短路电流，而且，短路电流还可能呈容性电流。这时电流、电压相位关系的紊乱将引起某些保护装置的误动作。此外，补偿度不当时，系统中可能引起汽轮发电机组的次同步谐振和电动机的自励磁，需采取防护措施。因此，为提高系统稳定性而采用的串联电容其补偿度一般不超过 50%。

(2) 改善系统运行电压和无功平衡条件，改善电压质量。串联电容器所产生的无功功率与通过电容器电流的平方成正比，因此，FSC 对于改善系统运行电压和无功平衡具有自适应能力。

串联补偿用来提高线路末端电压，使负荷点的电压保持在额定范围内。如果线路首端电压为 U_1，末端电压为 U_2，传输的负荷功率为 P_2+jQ_2，线路阻抗为 R_L+jX_L，在线路上串联接入一个 FSC，其电抗值为 X_C，线路首端电压和末端电压之间的电压降落变为

$$\Delta U_{12}=U_1-U_2\approx\frac{P_2R_L+Q_2X_L(1-K_C)}{U_2} \tag{10.4-10}$$

或用电流表示为 $\Delta U_{12}=I[R_L\cos\varphi+(1-K_C)X_L\sin\varphi]$。式中，$\varphi$ 是负荷功率因数角。可见，FSC 可使线路电压降落 ΔU 减少，补偿度 K_C 越高，线路 X_L/R_L 比值越大，负荷功率因数越低，补偿效果越显著。

对于给定的输电线路，已知电压降落要求和线路输送的功率，可计算出 FSC 的补偿电抗 X_C 如下

$$X_C=X_L-\frac{\Delta U_{12}U_2-P_2R_L}{Q_2} \tag{10.4-11}$$

(3) 合理分配并联线路或环网中的潮流分布。在由不同导线截面组成或不同电压线路经变压器组成的闭合电网中，线路中串接 FSC 相当于缩短了线路的电气距离，经优化后有可能使潮流分布更加合理并减少网损。

5 静止无功补偿装置

静止无功补偿装置是由电容器和各种电抗元件构成，并联接入节点并向系统提供或吸收无功功率的装置，简称静补。如晶闸管投切电容器（TSC）、晶闸管投切电抗器（TSR）、晶闸管控制电抗器（TCR）。通常将 TCR 和 TSC 的并联组合称之为静止无功补偿器（SVC）。虽然静止无功补偿装置有多种型式，但它们发出的无功功率都来自并联电容器，无功功率的吸收都是由各种形式的并联电抗器或特殊设计的变压器来实现。其总输出无功功率的改变是通过投切并联电容器组、电抗器，或是通过改变并联电抗的电抗值来达到的。通常的 SVC 是由多个并联支路，多种补偿型式组合而成。

静止无功补偿装置可用于：①控制无功潮流，提高电力系统中功率传输能力；②减小电网中的能量损耗；③改善系统的功率因数；④抑制谐波；⑤抑制电压波动与闪变；⑥稳定系统电压，抑制系统振荡；⑦向直流输电换流站提供无功功率，进行电压控制等。静止无功补偿装置已成功地应用于电力系统及冶金、采矿和电气化铁路等负荷补偿上。这种装置调节快速，功能多样，工作可靠，运行费用较低，具有很好的技术经济效益。

5.1 主要类型与应用

SVC 由可控支路和固定（或可变）电容器支路并联组成，其基本结构可参阅第 4 篇的介绍。

表 10.4-2 列出了五种主要类型的静止无功补偿装置性能和适用范围比较。其中，晶闸管控制电抗器（TCR）型静止无功补偿装置是在控制电网闪变、谐波等方面得到广泛应用的主要型式。我国大型轧钢机厂的静补系统都是 TCR 型的。近年来引进的应用于 550、220kV 变电站中的 SVC 也大多数属于 TCR 型，其结构示于图 10.4-9，其中 FC 是滤波器。

表 10.4-2 五种主要类型的静止无功补偿装置性能和适用范围比较

	SR	TCR	TSC	TCT	TSR
动态响应速度	很快	快	快	快	快
能否连续调节	能	能	级差调节	能	级差调节
过载能力	短期 3～5，长期 1.3 倍	决定于晶闸管	决定于晶闸管	决定于晶闸管	决定于晶闸管
产生高次谐波情况	不大	有	无	有	无
能否增加附加控制	不能	可以	可以	可以	可以
能否分相控制和平衡三相电压	不能，但有改善作用	可以	可以，但有局限性	可以，但有局限性	可以，但有局限性
是否要配有载调压变	需要	不	不	不	不
噪声(dB)	100 左右	约 75	约 60	约 85	约 75
损耗(%)	1.5	0.7	0.3	1.5	0.7
对电力系统适用性	适用于限制过电压	强	适用	—	适用
对工业用户的适用性	适用	适用	适用	适用	不适用
发展动向	已少有使用	应用广泛	较广泛	应用已很少	超高压输电应用较多

5.2 TCR 型 SVC 基本原理

如图 10.4-7 所示，TCR 型 SVC 由 TCR 和固定（或可投切）电容器及滤波器组成。TCR 动态补偿回路由电感 L 与两个反并联的晶闸管相串联组成。改变晶闸管控制角 α，电感中通过的电流 i_L 便相应改变。图 10.4-8 表示该回路电压和电流的波形。每一电流波形对应一个特定的控制角 α。α 的计量以电压过零时为基准。当忽略回路电阻时，晶闸管在 α 为 90°时获得完全导通。当 α 在 90°～180°之间时为部分导通。导通角为 σ。增大 α，则电流中基波分量减小，这相当于增大电抗器的感抗，减小基波无功功率。

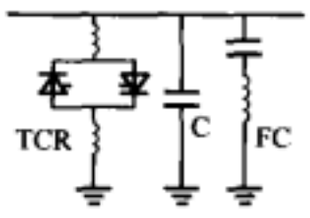


图 10.4-7 TCR 型 SVC

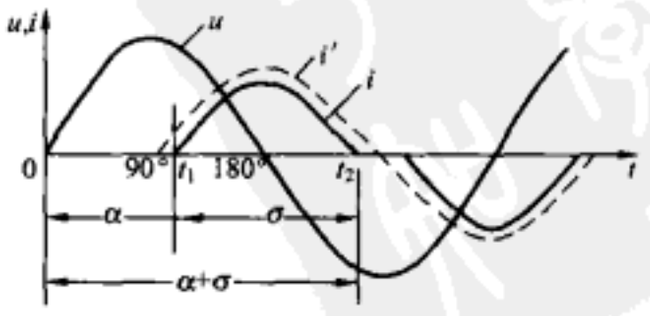


图 10.4-8 TCR 回路电压电流波形

电流 i 的瞬时值可用下式表示

$$i=\begin{cases}0 & 90^\circ<\omega t<\alpha\\ \dfrac{\sqrt{2}U}{X_L}(\cos\alpha-\cos\omega t) & \alpha<\omega t<\alpha+\sigma\\ 0 & \alpha+\sigma<\omega t<270^\circ\end{cases}\tag{10.4-12}$$

可以看到，通过调节 α 角，便可以调节电流 i，从而达到调节回路感抗和基波无功的目的。

5.3　TCR 型 SVC 主要特性

（1）电压/电流特性。基波电流分量

$$I_1=\frac{\sigma-\sin\sigma}{\pi X_L}U\tag{10.4-13}$$

图 10.4-9 表示 TCR 的基频电压/电流特性。稳态运行点是补偿特性曲线与电力系统负载线的交点 U_k。在图 10.4-11中运行点处在导通角 $\theta=130^\circ$，对应的电压值比 1.0p.u. 稍高。一般 TCR 特性可用下式表示

$$U=U_k+\mathrm{j}X_S I_1\qquad 0<I_1<I_{max}\tag{10.4-14}$$

式中：X_S 为特性的斜率电抗；I_{max} 通常是电抗器的额定电流，这里表示为 1.0p.u.。当 $I_1>I_{max}$，导通角 θ 不变，U/I 关系按恒定电抗 X_L 成正比变化，同时利用晶闸管的过流裕度，直至晶闸管的过流保护起作用，限制电流进一步增加，如图 10.4-9 所示。图 10.4-10 表示包括滤波器 FC 在内的 TCR 的 U/I 特性。通常 TCR 装置 U/I 特性曲线的斜率在 3%～10%之间可调。

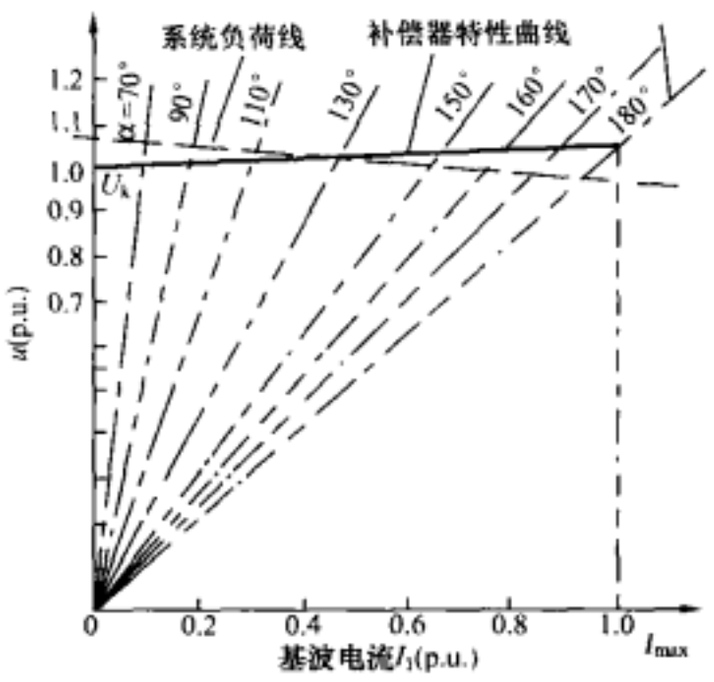


图 10.4-9　TCR 基频 U/I 特性

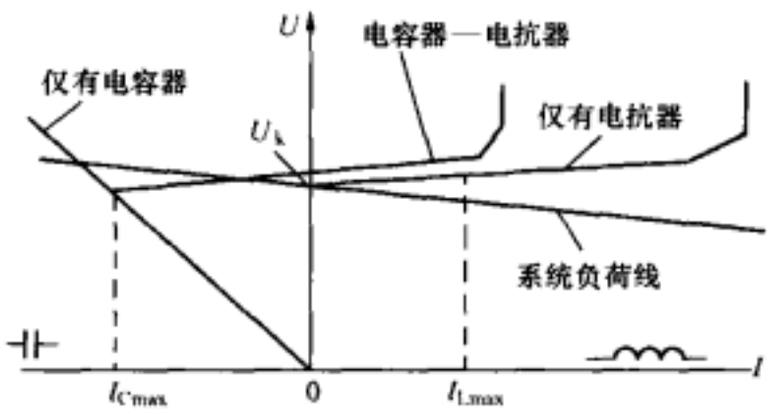


图 10.4-10　TCR 的 U/I 特性

（2）谐波特性。在不同控制角下，TCR 回路产生谐波电流大小不同。当 TCR 用于补偿电弧炉或电气化铁道冲击负荷时，由于其负荷电流不规则且变化很大，其谐波含量较多。表 10.4-3 列出了用于对称与不对称情况下的 TCR 谐波相对于基波的最大含有率。

表 10.4-3　　TCR 谐波电流含有率　　%

谐波次数	2	3	4	5	7	11～23
对称控制情况下	0.5	13	0.5	5～6	2～3	0.5～1
不对称控制情况下	7～8	15～20	5～7	8～10	6～7	2～3

（3）其他特性。①响应时间。只要 α 小于 180°，TCR 任何一相的导通角可以在电源频率连续两个半波之间任意变化，如不计调节器时间常数，动态响应时间约为 10ms；对于三相电路，动态响应时间约为 314ms；在采用数字式快速调节器的条件下，动态响应时间约在 5～10ms。这里所谓响应时间仅指扰动开始到调节器起作用的时间，并不是指整个调节过程完成的时间。后者时间要长得多，取决于控制策略的选择（如开环或闭环控制），系统阻抗大小等因素。②独立相控。TCR 三相可以独立进行控制，连续调节无功功率，可用于三相不平衡负荷，实施动态不平衡的补偿。③功率损耗。TCR 的容性部分损耗随电压而变，一般变化不大。动态感性部分的损耗随导通程度增加而增大，这部分损耗中包括电抗器的电阻性损耗和晶闸管中导通、切换等损耗（未包括变压器和辅助设备的损耗）。对 10～50Mvar 的 TCR 型 SVC 而言，其损耗约为额定容量的 0.15%～0.17%。

5.4　控制策略

TCR 的控制系统应能检测系统的有关变量，并根据检测量的大小以及给定（参考）输入量的大小，产生相应的晶闸管触发延滞角，以调节补偿器吸收的无功功率。因此，其控制一般应包括以下三部分电路：①检测电路，检测控制所需的系统变量和补偿器变量；②控制电路，为获得所需的稳态和动态特性，对检测信号和给定输入量进行处理；③触发电路，根据控制电路输出的控制信号，产生相应触发延滞角的晶闸管触发脉冲。

检测电路取哪些量作为被测对象，以及采取什么样的控制策略和控制电路，取决于电网或用户对补偿器功能的要求。总体讲，控制策略可以分为开环控制和闭环控制两大类。闭环控制的优点是精确，对于输电补偿，特别是那些离负荷和电源都较远的输电线的中间点，则适用于闭环控制；开环控制的优点是响应迅速，适用于负荷补偿的场合，如应用于减少电压闪变。不论是开环控制，还是闭环控制，控制电路输出的控制信号一般是期望补偿器所具有的等效电纳，也就是补偿器等效电纳参考值 B_{ref}（某些设计，其控制算法直接得到触发脉冲而未出现代表 B_{ref} 的显式信号）。

不同的补偿要求采取的控制策略不同。对于提高功率因数和维持母线电压的 SVC，若运行过程中有功功率一定时，只要使无功功率保持不变，则视在功率 S 不变，母线电压就不变。所以只要 SVC 补偿负荷的无功需求，使电网输入的功率因数接近 1.0，则母线电压就能维持在合格的范围内。对于补偿不平衡负荷的控制，要实时检测所需补偿的各相无功负荷值，作为“前馈控制信号”输入到控制系统，实现快速无功补偿。

6　可控串联电容补偿装置

6.1　功能与应用

在输电线路串联补偿器两端并联上晶闸管控制的电抗器及其保护控制等设备组成的装置，简称可控串补（TCSC）。TCR 型 SVC 是并联接于系统，TCSC 可以看成是将 TCR 型 SVC 串联接入电网。TCSC 可以在相当广范围内平滑快速地

调节串联补偿装置的电抗，从而可以：①增加网络的输电能力，提高电力系统的稳定性；②改善系统的运行电压和无功平衡条件；③灵活调节并联线路或环网中的潮流分布；④抑制次同步振荡；⑤阻尼功率摆动和低频振荡，增强系统小干扰稳定性；⑥限制短路电流，降低对金属氧化物限压器的能量要求；⑦减少线路三相不平衡度。但其造价要比固定串联电容器补偿装置高。

可控串补装置详细结构可参见第 2、4 篇。表 10.4-4 列出了部分投运的可控串补装置的主要参数与功能。

表 10.4-4　　部分投运的可控串补装置的主要参数与功能

项目名称	国家	供货者	额定容量（Mvar）	基本容抗（Ω）	提升系数	额定电流（A）	系统电压（kV）	投运时间	主要功能②
Kanawha①	美国	ABB	132	42	1.0	2500	345	1991 年	④②①
Kayenta	美国	Siemens	50	15	1.1	1000	230	1992 年	①②④
Slatt	美国	GE	232	8	1.15	2900	500	1993 年	③②①
Stode	瑞典	ABB	148	18.25	1.2	1500	400	1997 年	③④①
InperatrizI	巴西	ABB	108	13.27	1.2	1500	500	1999 年	②④①
SanambaiaI	巴西	Siemens	108	13.27	1.2	1500	500	1999 年	②④①
平果 I/II	中国	Siemens	55	4.15	1.1	2000	500	2003 年	②④①
InperatrizII	巴西	GE	108	13.27	1.2	1500	500	2004 年	②④①
SanambaiaII	巴西	GE	108	13.27	1.2	1500	500	2004 年	②④①
成县	中国	中国电科院	87	21.7	1.1	1100	230	2004 年	④②①
Raipu	印度	ABB	71	—				—	②④

① Kanawha 工程为晶闸管投切的串补。

② 主要功能是指：①动态潮流控制；②阻尼功率振荡；③抑制 SSR；④提高暂态稳定水平和输送能力；⑤优化潮流分布，降低网损；⑥抑制非对称分量；⑦降低短路电流。

6.2 基本工作原理

TCSC 的工作原理与具有可变电抗的并联 LC 电路相似。通过对晶闸管触发脉冲的控制改变晶闸管的触发角 α，即可改变由其控制的旁路电抗器支路的电流大小，因而可连续改变 TCSC 总等效电抗 X_{TCSC}。TCSC 在一定的感性和容性范围内工作，从而控制线路的电流、电压、传输功率等。其工作范围受晶闸管触发角 α、MOV 保护条件及电容电流限制。

稳态时，可控串补触发角 α 与电容电压 u_C、旁路电抗电流 i_{PL} 的关系如图 10.4-11 所示。$\beta=\alpha-\pi/2$，β 为从电容电压峰值算起的触发角。

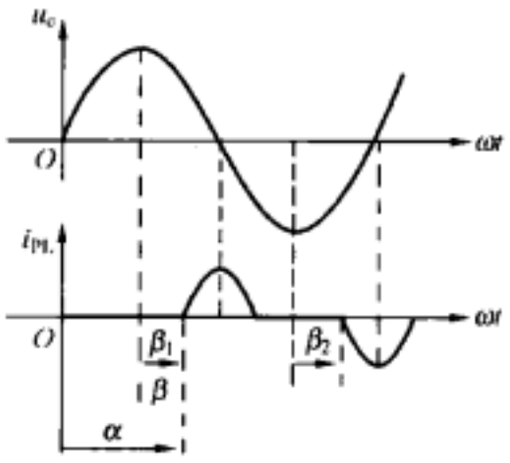


图 10.4-11　电容电压与电感电流波形

基频下可控串补电抗 X 与触发角的关系如图 10.4-12 所示。正值表示感抗，负值表示容抗。当 $\alpha=\alpha_{crt}$ 时，可控串补处于谐振状态，临界角度 α_{crt} 随 X_{PL}/X_C 比值的变化而变化。

可控串补的工作模式分为晶闸管闭锁、容抗调节、感抗调节和旁路模式四种。其中晶闸管闭锁和容抗调节属于容性电抗模式，感抗调节和旁路模式属于感抗模式。

在可控串补中，旁路电抗器的电抗值 X_{PL} 要远小于电容器容抗值 X_C，X_C 通常为 X_{PL} 的 5.7～6.8 倍。采用同触发角控制时，可控串补 4 种工作模式如下：

（1）晶闸管闭锁模式。晶闸管闭锁，不导通。此时可控串补等效容抗为 X_C。

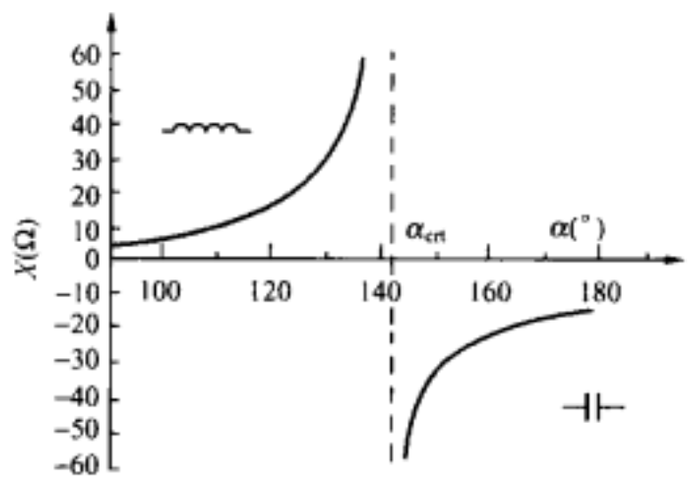


图 10.4-12　串补电抗与触发角关系

（2）容抗调节模式。晶闸管触发角大于临界角度 α_{crt}，低于 180°。可控串补等效容抗在 $X_C\sim X_{Cmax}$（最大允许容抗）范围内调节。图 10.4-13 显示此情况下主要设备的电压电流波形。其中电容器电流是在线路电流上叠加 1 个间歇导通的电感电流。线路电流的波形基本呈正弦，但电容器上电压不再是正弦。在晶闸管闭锁期间，电容器电压实际上相当于 1 个工频分量叠加 1 个相的直流分量。晶闸管导通后，电容器电压的工频量向反方向过渡，与此同时，“电容器－电抗器”回路完成 1 次“放电－充电”过程。晶闸管截止导通时，电容器上出现 1 个反向的工频分量和 1 个反向的直流量。

（3）旁路模式。即晶闸管连续导通，可控串补的等效电抗为 $X_{PL}X_C/(X_C-X_{PL})$。

（4）感抗调节模式。晶闸管触发角大于 90°，且低于临界角度 α_{crt}。可控串补等效电抗在 $X_{PL}X_C/(X_C-X_{PL})\sim X_{PLmax}$（最大允许感抗）范围内调节。图 10.4-14 显示此情况下主要设备的电压电流波形。其中电容器电压和电流的波形畸变比较严重，谐波分量较大，但线路电流的波形仍基本呈正弦。

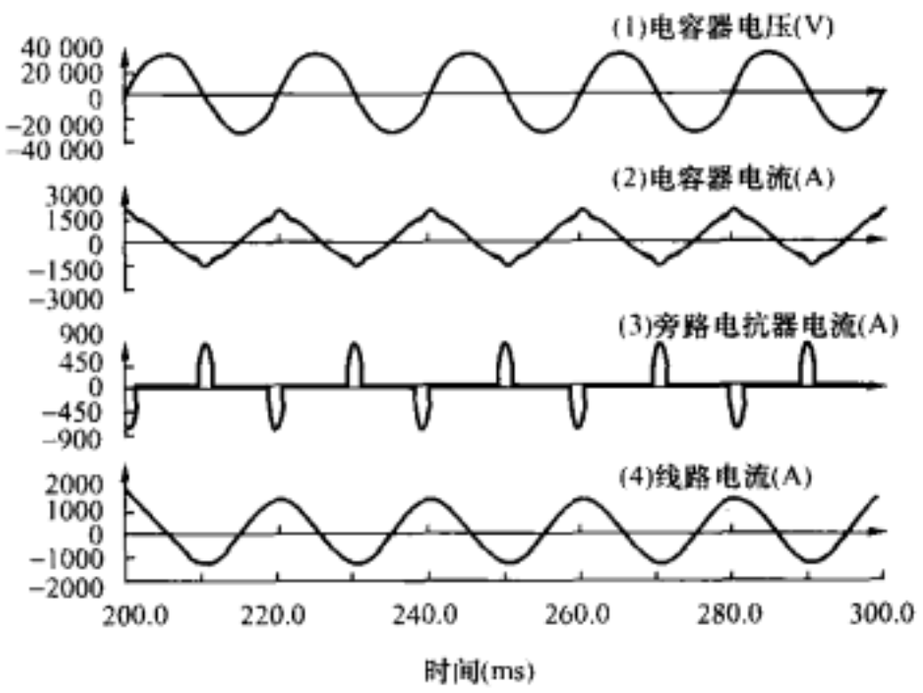


图 10.4-13　容抗调节时运行工况

在感抗调节模式下可控串补将产生一定的谐波分量，对系统安全和经济运行不利，实际工程中一般不采用。目前已投运的可控串补均运行在（1）～（3）所述的工作模式中。

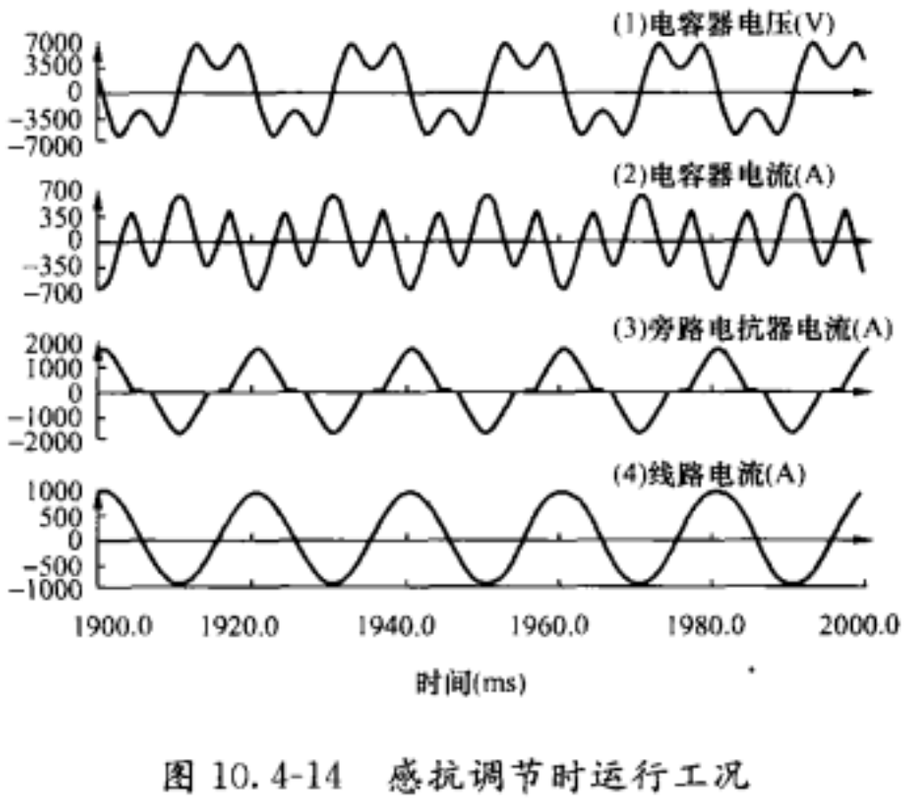


图 10.4-14　感抗调节时运行工况

7　同步调相机

7.1　基本原理

同步调相机的电动势方程式为 $\dot{U}=\dot{E}_0+\mathrm{j}\dot{I}X_\mathrm{d}$，若忽略损耗则定子电流全为无功分量。其运行状态如图 10.4-15 所示（电动机惯例）。

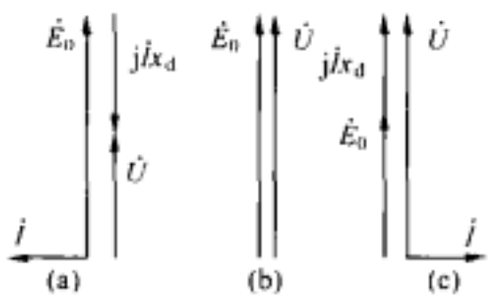


图 10.4-15　同步调相机电动势相量图
（a）过励磁；（b）正常励磁；（c）欠励磁

调相机（或同步发电机调相运行时）无功功率由式（10.4-15）或式（10.4-16）决定。凸极同步调相机

$$Q=\frac{E_0U}{X_\mathrm{d}}\cos\delta-\frac{U^2(X_\mathrm{d}+X_\mathrm{q})}{2X_\mathrm{d}X_\mathrm{q}}+\frac{U^2(X_\mathrm{d}-X_\mathrm{q})}{2X_\mathrm{d}X_\mathrm{q}}\sin2\delta \tag{10.4-15}$$

隐极同步调相机

$$Q=\frac{E_0U}{X_\mathrm{d}}\cos\delta-\frac{U^2}{X_\mathrm{d}} \tag{10.4-16}$$

式中：E_0 为励磁电动势；U 为机端电压；δ 为 E_0 和 U 之间的角度；X_d、X_q 为同步电抗 d、q 轴分量。

同步调相机在过励和欠励状态下，都能提供连续平滑的无功功率调节。在过励区，它有连续的额定功率和短时的过载能力。稳态运行特性用 U 形曲线表示，如图 10.4-16 所示，它表示了定子电流与励磁电流之间的关系。U 形曲线的右边部分，代表过励运行；U 形曲线的左边部分，代表欠励运行。在励磁调节系统能提供负励磁电流时，调相机有一定负励磁能力。

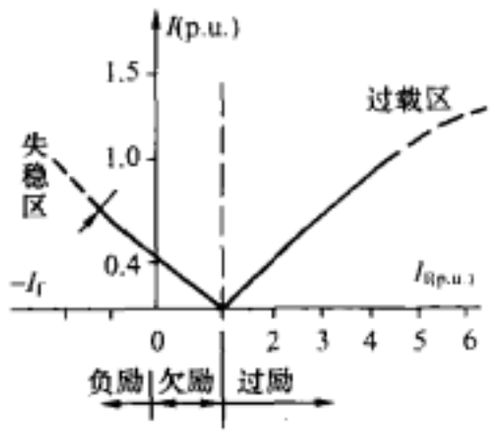


图 10.4-16　调相机的 U 形曲线

调相机可连续运行在 U 形曲线上定子电流 1.0p.u. 及以下任一点。右边的虚线部分是短时过载运行区域。欠励运行时，其调节能力约为额定运行的 50%～65%。

7.2　基本电气特性

同步调相机都做成凸极式的，其主要电气参数列于表 10.4-5 中。其额定容量是指在过励状态时调相机能发出的无功功率最大值。

表 10.4-5　　国产同步调相机主要参数

型号	额定容量 (Mvar)	额定电压 (kV)	转速 (r/min)	电抗值（%）			
				x_d	x_q	x'_d	x''_d
TT-5-6	5.0	6.6	1000	150	70	24	12
TT-7.5-6	7.5	6.6	1000	150	75	24	13
TT-7.5-6	7.5	11.0	1000	163	79	25	15
TT-15-8	15.0	6.6	750	150	85	26	13
TT-15-8	15.0	11.0	750	170	100	31	16
TT-30-6	30.0	11.0	1000	185	100	32	16
TTS-60-6	60.0	11.0	1000	244	127	44	21

调相机运行过程中要消耗一定的有功功率，能耗与冷却方式有很大关系，空冷调相机、氢冷调相机和全水冷调相机，额定工况下它们的能耗分别为 2%～3%、1%～1.5% 和<1%。

7.3　同步调相机运行

凸极同步调相机可以过励（滞相）、欠励（进相）和负励磁运行。

过励运行时，励磁电流大于空载励磁电流，调相机发出无功功率。通过调节励磁电流可以改变其无功功率的大小。过励运行时要确保机端电压在正常范围内；按机组及主变压器过励励磁倍数控制电压上限；定、转子电流不越限。

欠励运行时，励磁电流小于空载励磁电流，调相机从系统吸收无功功率。欠励运行，在励磁 AVR 投入情况下，要确保机端电压水平，控制定子端部温升及定子电流不越限。

负励磁运行时，调相机转子电流由正变为负，这时定子电流仍然落后于定子电压，定子电枢反应也为助磁性反应，同步调相机从电网吸收感性无功功率的能力进一步增大。负励磁下调相机能吸收的极限无功功率为 $Q_{\max(E_\mathrm{q}<0)}=-U^2/X_\mathrm{q}$，是无励磁时吸收无功功率的 $X_\mathrm{d}/X_\mathrm{q}$ 倍。

同步调相机具有励磁系统，它有一个内电压源，网络电压下降后，其无功输出立刻增加（和发电机无功输出一样）。系统电压比较低时，它可连续供给无功功率，而且还有几十

秒钟的过负荷容量；它能提供短路容量，增强接入点的网络强度。

7.4 同步调相机的使用场合

调相机可以使用的场合有：①大用户及高中压变电站，以改善功率因数及电压质量；②用于钢铁企业等冲击负荷用户，配以快速励磁及高强行励磁，以补偿冲击无功负荷，减少母线电压闪变；③用于高压电网的枢纽变电站及受端电网变电站，以补偿线路及地区电网的无功功率，控制正常及事故情况下的电网电压，提供短时应急无功电源，加强对地区电网动态电压支持，从而提高系统的稳定性；④用于远距离输电线路的中间变电站，提高线路的传输能力和系统稳定性，减少故障后电压及功率振荡；⑤用于高压直流输电换流站的无功补偿，当受端交流电网的短路容量与直流输电功率之比（短路比）小于 2.5 时，为增强交流母线的电压稳定性，保证换流阀所需的换相无功功率，必须安装同步调相机，其容量至少应使调相机接入后的短路比高于 2.5～3.0；⑥弱受电端系统，利用同步调相机提供短路电流的能力，提供受端电网电压支持，从而提高远方大容量电源的送电能力。

在负荷中心将退役的火电机组脱轴作为调相机运行是一种较经济的方案。

8 静止同步补偿器

静止同步补偿器（STATCOM），又称新型无功补偿装置（ASVG）、无功发生器（SVG）、静止同步调相机（STATCON）等。STATCOM 是与系统并联，采用全控型可关断电力电子器件组成自换相逆变器，辅之以小容量储能元件，能够发出或吸收无功功率的静止型无功电源。

STATCOM 原理上与可产生平衡三相工频电压，进行无功补偿的同步调相机类似，但没有转动部件。它可看作是通过一个电抗（变压器漏抗）接入系统的交流电压源，通过控制输出电压幅值来改变注入系统的无功电流，其输出电流与系统电压无关，输出无功功率与系统电压呈线性关系。通过控制输出交流电压与系统电压间的相位差来改变从系统吸收的有功电流。

STATCOM 在电力系统中的作用是进行无功补偿，维持其连接点的电压为给定值，提高系统电压的稳定性，阻尼系统振荡，改善系统的稳态性能和动态性能。

8.1 主电路结构

STATCOM 的主电路从理论上分有电压型和电流型两种，对于大功率 STATCOM，由于效率原因，常用电压型。目前开关器件的容量不够大，需要扩大 STATCOM 的容量，需要把多个逆变器组合成多重化结构、多级并联逆变器结构和多电平结构。详细结构见第 4 篇。表 10.4-6 列出了部分运行的 STATCOM 的主电路结构。

表 10.4-6 部分运行的 STATCOM 的主电路结构

续表

年份	国家	容量（Mvar）	主电路结构特点
1980 年	日本	±20	两电平三相桥六重，移相 10°
1986 年	美国	±1	三相桥两重，移相 30°，加滤波器
1991 年	日本	±80	自励式启动，三相桥八重，移相 7.5°，3 只串，1 只冗余
1993 年	日本	±50	三相桥四重，12 只串，PWM 调制
1996 年	美国	±100	三相桥八重，5 只串，1 只冗余
1997 年	德国	±8	两个 STATCOM 组成
1997 年	美国	±160	UPFC 型，12 个三电平桥臂通过变压器多重连接，每桥臂 4 个开关为 8 或 9 只串
1999 年	英国	±75	级联结构
1999 年	中国	±20	两电平三单相桥四重

8.2 基本工作原理

STATCOM 工作时通过开关的通断，将直流侧的电压转换成与网侧同频率的交流电压，可将其等效为一个交流电压源，其电压幅值和相位都可以控制。以单相为例，如图 10.4-17（a），交流系统连接处电压 $\dot{U}_S$ 与逆变器电压 $\dot{U}_g$ 不同相，存在一个小的角度差 δ，连接电抗的电流 $\dot{I}_g$ 由其电压来控制，这个电流就是 STATCOM 从电网吸收的电流。改变 STATCOM 交流侧输出电压的幅值及其相对于系统电压的相位，就可以改变连接电抗上的电流 $\dot{I}_g$，从而控制 STATCOM 从电网吸收电流的相位和幅值，也就控制了 STATCOM 输出无功功率的大小和性质。

电流超前和滞后工作的相量图如图 10.4-17（b）所示。逆变器电压 $\dot{U}_g$ 与电流 $\dot{I}_g$ 相差 90°，而电网电压 $\dot{U}_S$ 与电流 $\dot{I}_g$ 的相位差比 90°小 δ 角。STATCOM 能够从交流系统吸收有功功率，补偿内部损耗，维持直流电容上的电压。在动态过程中，改变 δ 角使逆变器内部电容器充电或放电，电容上的电压发生变化，逆变器输出电压幅值也发生变化。当 $\dot{U}_g > \dot{U}_S$ 时，STATCOM 处于超前状态，发出无功功率，起可调电容器的作用；当 $\dot{U}_g < \dot{U}_S$ 时，STATCOM 处于滞后状态，吸收无功功率，起可调电抗器的作用；当 $\dot{U}_g = \dot{U}_S$ 时，与系统之间不存在无功交换。因此可以通过调节 δ 和触发角 θ 来调节 STATCOM 所发出的无功功率，稳态情况下近似为

$$Q = \frac{3U_S^2 \sin 2\delta}{2R} \tag{10.4-17}$$

式中：R 为总损耗的等效电阻。

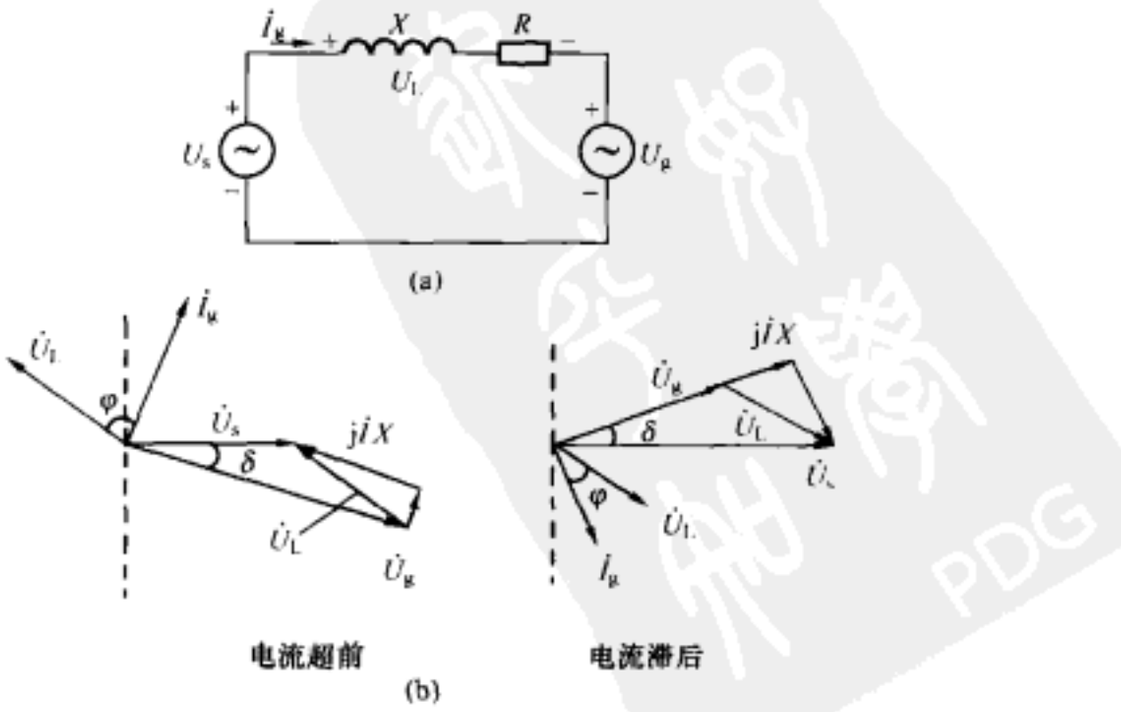


图 10.4-17 STATCOM 等效电路及相量图（计及损耗）
（a）等效电路；（b）相量图

8.3　控制系统

8.3.1　STATCOM 控制系统的特点

STATCOM 是一种快速可控的无功补偿设备，其功能的发挥取决于控制系统。控制器通过产生并控制驱动开关器件的脉冲来控制 STATCOM 的各种行为，实现其各种功能。STATCOM 控制系统具有以下特点：①控制速度快，要求控制系统本身的反应时间在 1ms 以下；②高精度的触发脉冲，要求控制脉冲误差小于 0.1°电角度；③多功能、多目标控制。STATCOM 控制必须具有调节无功功率、稳定电压、提高系统暂态稳定水平、阻尼系统振荡等多种功能。

STATCOM 控制器要同步采集输入系统和 STATCOM 的三相电压、电流等电气量，计算出系统电压、电流，STATCOM 本身的电压、电流和无功功率，正序和负序分量等，具体要求随不同装置而异。对于控制速度要求不高的场合，可以用稳态值进行计算。但对于快速控制，为快速计算出触发脉冲的控制角，各参量的计算一般应采用瞬时值的方法。瞬时电压电流和无功功率的计算可参见本篇第 2 章。

8.3.2　控制方法

按不同的功能和要求，STATCOM 的控制从控制策略上讲，有三种基本模式：开环控制、闭环控制或者两者结合的复合控制。按照控制技术来分，主要有 PID 控制、PID+PSS 控制、逆系统 PI 控制、微分几何控制、非线性鲁棒控制、模糊控制、递归神经网络自适应控制等等。根据 STATCOM 在输电系统中的主要控制目标（维持系统电压、提高系统暂态稳定性、增强系统阻尼等）的不同，有恒电压闭环控制和恒无功控制等。按控制物理量，可以分为直接电流控制和间接电流控制两大类。

8.3.2.1　直接电流控制

电流直接控制有两种基本结构，第一种是采用 dq0 变换的直接电流控制方法，其结构如图 10.4-18 所示。图中 I_{pref}、I_{qref}分别为有功电流和无功电流的参考值；i_a、i_b、i_c 分别为 STATCOM 发出电流的三相瞬时值；i_d、i_q分别是电流的三相瞬时值经 dq0 变换所得的有功电流和无功电流。i_d、i_q与有功电流、无功电流参考值作比较后，经 PI 调节所得值，再经过 dq0 反变换，得到三相电流信号，进行三角波比较（也可采用滞环比较）的电流跟踪型 PWM 控制。这是内环电流控制。有功电流参考值由直流侧电压参考值与直流侧电容电压反馈值比较后经 PI 调节得到。这是外环电压控制。

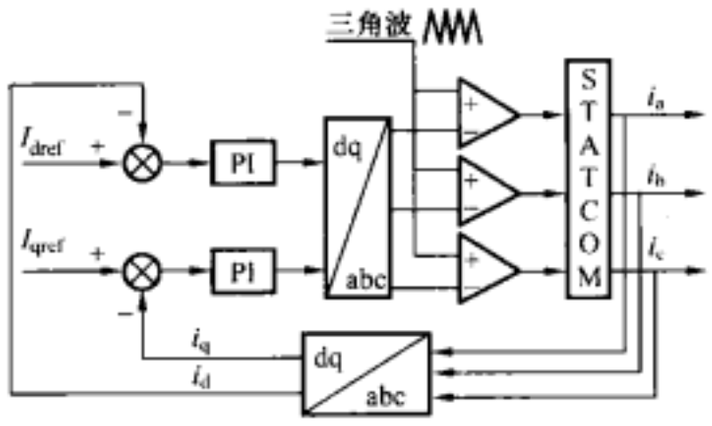


图 10.4-18　用 dq 变换的直接电流控制

另一种控制方法是采用 abc 坐标下的瞬时电流控制方法，是将三相电流参考值与瞬时电流比较，经 PI 调节后再与恒频三角电流比较生成逆变器的开关信号来实现直流侧稳定和无功电流的跟随。这种方法虽然和第一种实现的功能一样，但它要用三个 PI 调节器，而且控制系统中电流 PI 调节器的给定和反馈均为正弦交流信号，参数设计较为困难。

由于直接电流控制法是对电流瞬时值的跟踪控制，要求主电路中电力电子开关器件有较高的开关频率，对于大功率 STATCOM 场合，这种方法有很大的局限性，所以一般用于中小容量的 STATCOM 的控制。

8.3.2.2　间接电流控制

间接电流控制分为单 δ 控制和 δ 与 θ（逆变器导通角）配合控制。

δ 与 θ 配合控制方法是引入了 STATCOM 吸收的无功和有功电流的反馈控制，并采用了瞬时无功功率法检测 STATCOM 吸收的无功和有功电流。由于该控制方法中包含系统参数，而电力系统的参数具有极大的不确定性，所以要求 STATCOM 控制器必须有很强的自适应性，实现难度较大。

单 δ 控制主要有传统 PI 控制和逆系统 PI 控制。逆系统 PI 控制具有比传统 PI 控制更快的响应速度，所以间接电流控制主要采用这种控制方法。逆系统 PI 控制方法是传统 PI 控制的改进，其控制框图如图 10.4-19 所示。

图 10.4-19 的主要思路是对 STATCOM 的无功功率采用逆系统非线性 PI 控制，U_S为系统电压瞬时有效值，U_{ref} 为电压参考值，K_i 和 K_p 是 PI 调节的系数。图中的 δ_1 由式（10.4-17）实时计算获得。所需的无功 Q 可以通过 STATCOM 接入点的短路容量和该点量测的电压偏差计算求得。由于 δ_2 对 δ_1 的动态调节作用，逆系统 PI 控制才比传统 PI 控制具有更快的响应速度。

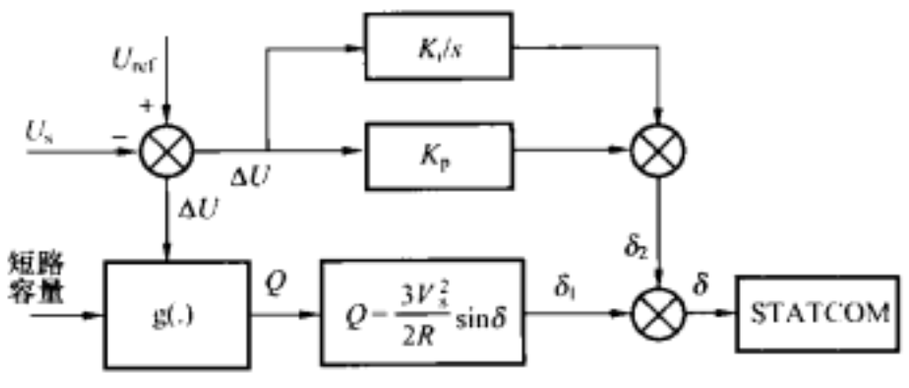


图 10.4-19　间接电流控制

间接电流控制方法多应用于较大容量 STATCOM。大容量的系统，由于开关频率的降低，输出的电压会产生大量的谐波并降低直流电压的利用率，为了减少谐波，可以采用多重化、多电平或者采用 PWM 控制技术。

8.3.3　多电平逆变器的控制

对于多重化、多电平结构的 STATCOM 的控制，可以采用多载波或多带宽 PWM 控制、空间矢量控制和优化开关角的基频开关控制等方法。具体技术思路有消除谐波 PWM 技术，开关频率最优 PWM 技术、三角波移相 PWM 技术、三角形载波移相开关频率最优 PWM 技术、空间电压矢量 PWM 控制技术等。

三角波移相 PWM 技术是一种专门用于级联型多电平逆变器的 PWM 技术，所有模块的正弦波都相同，但每个模块的三角形载波和它相邻模块的三角形载波之间有一个相移，各模块产生的 SPWM 脉冲在相位上错开，从而使得各模块最终叠加输出的 SPWM 波的等效开关频率提高到原来的 k 倍，在不提高各模块开关频率的情况下大大减少了输出谐波。

三角形载波移相开关频率最优 PWM 技术是三角载波采用三角波移相 PWM 技术，调制波采用开关频率最优 PWM 技术，在相同开关频率时，等效开关频率提高到原来的 k 倍，电压调制比达到 1.15，最适用于级联型多电平三相逆变器。

多电平空间电压矢量 PWM 控制技术中，各个空间电压矢量用该区域相对应的电压矢量实时切换合成得到，这样矢量密集，模大小可选，合成时过渡更自然，合成的磁链更接

近圆磁场，因而控制更精确，输出电压谐波更小，但控制上变得更复杂。

在实现控制的硬件手段上，DSP 在数字处理技术上有很强的优势，能满足实时性的要求，现在 STATCOM 的控制系统多以 DSP 为核心，采用双 CPU 或多 CPU 结构，实现对瞬时有功、无功等电气量的实时高精度的测量，由 DSP 进行实时数据采集、处理，单片机进行外围电路控制、人机接口。多电平逆变器的触发控制器可用复杂可编程逻辑器件（CPLD）实现。

9 超导储能装置

超导储能装置（SMES）是把电能存储在由电流产生的磁场中的一种设备。它能够快速、高效地与系统交换有功功率和无功功率，其灵活的四象限运行能力可以有效地用于改善电力系统暂态功角和电压稳定性，改善电能质量（详见第 19 篇第 6 章相关内容）。

超导储能装置具有如下的特性：①转换效率高。大型低温超导储能装置的充电/放电效率为 90%～93%。高温超导储能装置的效率则可高达 94%，甚至更高。②响应速度快。SMES 从最大充电功率到最大放电功率的转换只需几十毫秒。③SMES 既可进行有功功率调节，又可进行无功功率调节，还可以同时进行有功无功的独立控制，具有很高的灵活性。

从电路拓扑结构上看，SMES 通过换流器与电网相连的方式有两种：电压型（VSI）与电流型（CSI），如图10.4-20所示。

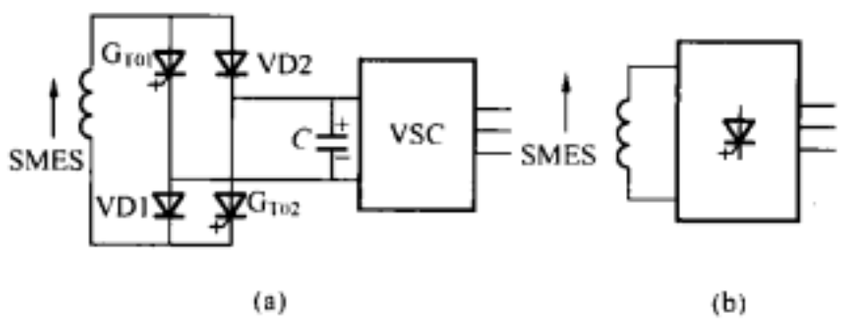


图 10.4-20 SMES 拓扑结构
（a）VSI 型；（b）CSI 型

（1）电压型（VSI）。通常也被认为是 STATCOM 和 SMES 的组合装置，从结构上看，是 SMES 经斩波器和 STATCOM 在直流侧进行连接。电压源型换流器有如下特点：①直流侧有大电容，在一个周波内电压变化较小，是较理想的直流电压源；②直流侧电压不换向，靠电流换向来实现功率的翻转，因此开关器件需要同时导通双向电流，不需要使用对称器件，但可关断器件需要反向并联功率二极管来流通反向电流；③和交流系统的接口需要平波电抗来吸收换流能量和阻止电压谐波通过，一般换流变压器的漏抗可实现这部分功能；④双桥时，换流桥在直流侧串联，在交流侧并联。超导电感线圈是一电流源型器件，转换成电压型后与电网相连，从电路结构上变得复杂，控制实现上除考虑线圈的充放电状态还应考虑电容电压的变化。

（2）电流型（CSI）。从结构上看有以下四个特点：①直流侧有一个大电感，在一个周波内电流变化很小，是较理想的直流电流源；②直流侧电流不换向，靠电压换向来实现功率的翻转，因此开关器件需要同时耐受正反向电压，由于可关断器件一般对称性较差，需要同向串联功率二极管来耐受反向电压；③和交流系统的接口需要较大的电容来吸收换流能量和谐波电流；④双桥时，换流桥在直流侧并联，交流侧也并联。电流型换流器应用于 SMES 系统，控制策略上相对简单。

对于电流型双桥系统，其输出的有功和无功分别为

$$P = U_{sm0} I_{sm} (\cos\alpha_1 + \cos\alpha_2)$$

$$Q = U_{sm0} I_{sm} (\sin\alpha_1 + \sin\alpha_2) \qquad (10.4\text{-}18)$$

式中：U_{sm0} 是空载时一个桥上的直流电压；I_{sm} 是通过超导线圈的电流；α_1，α_2 分别为两个桥臂的导通角。通过对两个导通角 α_1，α_2 的控制，可以任意控制储能装置向电网输出或吸收的有功和无功，适当设计的各种控制器就可以实现快速无功补偿及负载波动补偿等功能。

第5章　电力系统无功补偿

在电力系统中，不仅输电线路、变压器等需要无功功率，而且大多数用户的负荷也需要无功功率。为了就地进行无功功率补偿，实现分层分区的无功功率平衡，已研制并应用了多种无功补偿设备和相关的无功补偿优化算法。本章介绍各种电力系统无功补偿方案和应用实例。

1　无功补偿的目的

在理想的三相交流电力系统中，每一电源点的电压和频率都是三相平衡、无谐波，并且功率因数为1.0。电力系统中衡量电能质量的两个重要指标是频率和电压。频率的变化与有功功率的控制密切相关，而无功功率与电压的变化密切相关。电力系统的运行电压水平主要取决于无功功率的平衡。系统中各种无功电源的无功功率输出应能满足系统负荷和网络在额定电压下对无功功率的需求，否则电压就会偏离额定值。无功功率缺乏会导致电压降低，无功功率过剩则会导致电压升高。

所谓无功补偿，就是吸收或发出适度的无功功率以补偿无功功率需求的变化。无功补偿的目的就是要使电力系统达到分层分区的无功功率平衡，无功功率平衡的基本要求是：系统中的无功电源可能发出的无功功率应该稍大于或至少等于负荷和网络所需的无功功率之和。为保证运行可靠性和适应无功负荷的增长，系统还必须有一定的无功备用容量。

理想的无功补偿是无功电源能够在空间上最近，时间上同步，容量上相等地补偿负荷所需的无功功率，使线路或电网可以在总体上处于纯有功状态运行。但实际上按这种要求进行补偿，不仅会耗资过大，偏离技术经济合理的原则，而且因为负荷的变化是随机的，当补偿装置的速度适应性难以满足要求时，可能导致过补偿，使线路进入容性状态，引起末端电压升高而损坏用电设备，甚至发生系统振荡事故。

电力系统无功补偿的目的主要有下列五项：

（1）改善负荷功率因数。大多数负荷的功率因数小于1.0，电流是滞后电压的，运行过程中需要感性无功功率，也就是说，负荷电流大于单纯供给有功功率时的值。

改善功率因数的意义在于：①使负荷电流减小，从而减少电能损耗；②降低电费，我国目前一般以 $\cos\varphi=0.9$ 为基准来制定奖惩条例，功率因数低于0.9时，用户要交功率因数罚金；③提高功率因数也就提高了用电设备的利用效率；④减少线路压降和电网或电源电压的波动，从而保证了供电的稳定性，提高了供电质量。

对于视在功率为 $S_L=P_L+jQ_L$ 的负荷，功率因数为 $\cos\varphi_L=P_L/\sqrt{P_L^2+Q_L^2}$，实现完全补偿所需的无功功率为 $Q_C=P_L\tan\varphi_L$。

（2）维持电压水平。通过无功功率补偿，调整电压，可以维持负荷母线电压在所要求的范围内。当电源（电动势为 $\dot{E}$）经供电线路（其阻抗为 $Z_l=R_l+jX_l$）向负荷（$S_L=P_L+jQ_L$）供电时，线路阻抗引起电压降落为 $\Delta\dot{U}=\frac{R_lP_L+X_lQ_L}{U_L}+j\frac{X_lP_L+R_lQ_L}{U_L}=\Delta U_R+j\Delta U_X$，$U_L$ 是负荷母线电压。无功补偿，即减少负荷从电源系统传输给负荷的无功功率，从而调整了负荷母线的电压。当线路电阻 R_l 比电抗 X_l 小得多时，电压调整为 $\frac{\Delta U}{U_L}\approx\frac{\Delta U_R}{U_L}\approx\frac{\Delta Q_L}{S_{SC}}$，即单位电压的变化等于无功功率的变化与负荷点短路水平（短路容量）之比。只要无功补偿能使输电线路和变压器传输的无功减少，就能减少电压损失，对电压调节做出贡献。

对于轻载时输电线路等产生的过高电压，通过同步发电机、同步调相机的进相运行以及并联电抗器的补偿调节等，可以控制其在合格的范围内。

（3）改善电能质量。电能质量（电压幅值、偏差和波形）与无功功率补偿有着密切的关系。例如谐波可能导致无功补偿电容器组谐振或谐波电流放大，使电容器因过负荷或过电压而损坏；对电力电缆也可能造成过负荷或过电压击穿，所以无功补偿包括对基波无功功率和对谐波无功功率的补偿。采用电力电子器件的无功补偿装置本身又可能导致谐波。谐波抑制和无功补偿是电力系统无功补偿装置必须同时兼备的功能。

兼具无功补偿和谐波抑制功能的装置主要有LC调谐滤波器、有源滤波器和单位功率因数校正器等。前两种为被动式补偿装置，后者为主动式。有源滤波器可以克服无源滤波器在实际运行中补偿特性易受电网阻抗变化和运行状态影响，与系统发生谐波放大甚至并联谐振的缺陷。一种将无源滤波器和有源滤波器相结合构成的混合滤波器，相互取长补短，兼有两种滤波器优点，这种方案正在谐波抑制中得到广泛应用。更为积极的方法是通过高频或低频开关电路的适当控制，使用电设备的入端功率因数接近为1的单位功率因数校正器，它从电网来看，用电负荷是纯阻性的，负荷对电网没有或很少谐波污染。

对于采用电力电子变流技术的无功补偿装置，可以通过适当的控制手段消除输出电流中的谐波成分。它们包括：多重化技术、正弦脉宽调制技术（SPWM）、组合相移SPWM技术、特定谐波消除脉宽调制（SHEPWM）技术等。

无功补偿还可用于减少电压闪变、减少电压和电流的不平衡等电能质量问题。

（4）提高电力系统静态和动态稳定性。输电网中的无功补偿对增强电力系统稳定性有重要作用。输电线传输能力主要取决于三个方面的限制：输电线路的热限制；线路电压限制和系统稳定性限制。

线路的传输功率 $P=\frac{U_SU_R}{Z}\sin\theta\approx\frac{U_SU_R}{X}\sin\theta$，若采用串联电容补偿，则减小了 X 值，提高了线路的传输能力，增强了静态稳定极限。若无功补偿用于维持母线电压（线路中间或两端），则可改善功角稳定和电压稳定性。动态无功补偿则可改善暂态功角稳定和短期电压稳定。无功补偿还可用于阻尼电力系统次同步振荡等。

（5）提高系统运行经济性。通过无功补偿实现无功功率分层分区就地平衡，使电网中无功功率的传输量最小化，就可使网络及变压器的损耗大大降低。无功补偿改善电能质

量，也减少了谐波电流等引起的损耗。

主要无功补偿装置及其用途列于表 10.5-1。

表 10.5-1 无功补偿装置及其用途

措施	改善功角稳定			改善电压稳定	电压控制		直流换流站无功支持	防止次同步振荡	负荷电能质量控制
	静稳	动稳	暂稳		正常电压控制	动态电压控制			
发电机励磁控制	√	√	√	√	√	√		√	
变压器调分接头					√				
同步调相机	√	√	√	√	√	√			√
并联电容器	√		√	√	√		√		√
并联/可控电抗器	√				√	√			
串联/可控电容器	√	√	√						
静止补偿器 SVC	√	√	√	√	√	√	√	√	√
STATCOM	√	√	√	√	√	√	√	√	√
D—FACTS				√	√	√			√
无源滤波器							√		√
有源滤波器							√		√

2 负荷的无功补偿

电力负荷不仅消耗有功功率，而且需要无功功率，造成功率因数偏低。非线性负荷还会注入谐波、电压闪变等，造成电网供电质量问题。

负荷无功补偿的目的：①提高功率因数；②调整电压；③抑制电弧炉、轧钢机等冲击负荷引起的电压波动和闪变；④滤除变流器负荷等引起的谐波；⑤平衡电气机车等不对称负荷造成的三相不平衡电压。

对负荷的无功补偿通常采用 3 种方法：低压分散补偿、低压集中补偿、高压集中补偿。

低压分散补偿。低压分散补偿是根据个别用电设备对无功的需要量将单台或多台低压电容器组分散地与用电设备并接，它与用电设备共用一套开关电器。对于大容量且连续运行设备实行随机补偿，如大中型异步电动机随负荷大小补偿无功。低压个别补偿的优点是：用电设备运行时，无功补偿投入，用电设备停运时，补偿设备也退出，因此不会造成无功倒送的过补偿问题；节能效果最优；具有投资少、占地小、安装容易、配置方便灵活、维护简单、事故率低等优点。

低压集中补偿。低压集中补偿是将低压电容器通过低压开关接在配电变压器低压母线侧，以无功补偿投切装置作为控制保护装置，根据低压母线上的无功负荷而直接控制电容器的投切。电容器的投切分组进行，为离散调节。低压补偿的优点：接线简单、运行维护工作量小，使无功就地平衡，从而提高配变利用率，降低网损，是目前无功补偿中常用的方法之一。

高压集中补偿。高压集中补偿是将并联电容器组直接装在用户变电所的高压母线或配电变压器的高压侧的补偿方式。适用于用户远离变电所或在供电线路的末端，用户本身又有一定的高压负荷时。其优点：减少对电力系统无功的需要并可以起到一定的补偿作用；补偿装置根据负荷的大小自动投切，从而合理地提高了用户的功率因数，避免功率因数降低导致电费的增加；同时便于运行维护，补偿效益高。

2.1 电动机无功就地补偿

2.1.1 无功就地补偿的效益

工矿企业中 60%以上的生产机械都采用交流电动机传动，而用电设备需要的无功功率中，异步电动机约占 70%。这是因为异步电机运行中，需要电网提供励磁电流，不少电动机负载率很低，经常处于轻载或空载运行，功率因数不高。异步电动机在起动时从电网中吸收数倍额定电流大小的无功电流，还会引起显著的电压降落。电动机消耗大量无功负荷将造成许多不利影响：①挤占变配电系统的有效容量；②负载端电压明显下降，影响供电质量；③增加输配电线路损耗；④增加变压器的损耗；⑤加大电气开关负载，降低使用寿命等。

异步电动机无功就地补偿可以获得如下效益：①改善用电设备的功率因数，可提高到 0.92～0.97 以上，电网提供的无功降低 50%～80%，平均节电 10%～15%；②提高变压器的负载率，经就地补偿后可使变压器平均增容 20%～30%，从而可推迟用户变压器的容量升级更新；③减少电网和用户的线损，改善电压质量；④减小输电导线截面积；⑤节约用电费用。一般每千乏补偿电容器一年可节电 300～500kWh，仅以节约的电费计算，0.5～1 年即可收回投资。

2.1.2 无功就地补偿器的主要技术参数与补偿容量计算

无功就地补偿器的主要技术参数有：①工作电源：0.4、1、3、6、10kV，三相/单相，50Hz。②额定容量偏差：0%～+10%；③介质损耗：$\tan\theta<0.02\%$；④允许过电压和过电流：1.1 倍额定电压，1.3 倍额定电流以下；⑤补偿效果：$\cos\varphi=0.92\sim0.97$（由用户要求确定）；⑥电容器放电时间：3min 内从额定电压降至 50V 以下；⑦补偿方式：静态、连续工作、与电动机同步投切。

电动机无功补偿容量以电动机额定有功功率来估算。当电动机进行个别就地补偿时，其容量的计算应以电动机空载时补偿后的功率因数接近 1 为宜，也就是以补偿容量 Q_C 不大于电动机励磁容量 Q_0 的条件选取，即

$$Q_C = kQ_0 = k\sqrt{3}I_0U_n \qquad (10.5\text{-}1)$$

式中：k 为电容配比系数，一般取 $0.85<k<1$；Q_0 为电动机空载励磁无功功率，kvar；U_n 为电动机额定电压，kV；I_0 为电动机空载励磁电流，A。

因为 Q_0 与 P_n 有关，因此

$$Q_C = k_1Q_0 = k_1k_2P_n \qquad (10.5\text{-}2)$$

式中：k_2 为空载无功容量 Q_0 与额定功率 P_n 之比。对于多极、负载率较低的电动机取 $k_2=0.4\sim0.5$；对于少极大功率的电动机取 $k_2=0.2\sim0.4$。

根据电动机的额定有功功率，单台电动机的无功补偿量可查表 10.5-2。

表 10.5-2 电动机无功容量补偿表

电动机额定功率(kW)	300	185	110	75	50	40	30	22	17	15	13	10	7.5	4.0
补偿容量(kvar)	96	64	42	28	20	16	15	10	8	6	6	4	4	2

2.1.3 无功就地补偿的应用

无功就地补偿适用场合包括：①经常在轻载或空载下运行的电动机、电焊机、变压器；②距电源远、间歇运行和连

续运行的电动机；③单台容量大（如≥10kW）的电动机；④线路长、电动机起动时电压降落大的电动机；⑤长期工作的电动机，不论负载轻重均适用单机就地补偿。但是短期工作制的电动机，由于工作时间不长，技术经济效果不明显，不宜装设；反复短期工作或可能快速正反转的电动机不应装设，因电容来不及放电，其剩余电荷的极性可能与外电压的瞬时极性重叠相加，而产生过大的冲击电压，损坏装置。

电动机就地补偿系统如图 10.5-1 所示。对于一般情况下的中小型异步电动机，在实施补偿时，根据所选电容器的耐压值，把电容器分 3 组接成 Y 形或△形，并接于电动机定子绕组的出线端上。考虑到电动机停机后，电容器上有剩余电压，为防止触电事故，应有放电装置。图 10.5-1（a）中选用了 15W 的白炽灯并联于电容器上，作为放电装置，还可以作运行指示。对于大型异步电动机，由于补偿容量和无功功率较大，要考虑浪涌电流与谐波电流的抑制，在电路中可加装 0.1%的限流电抗器 L 与保护熔断器 FU，如图 10.5-1（b）。

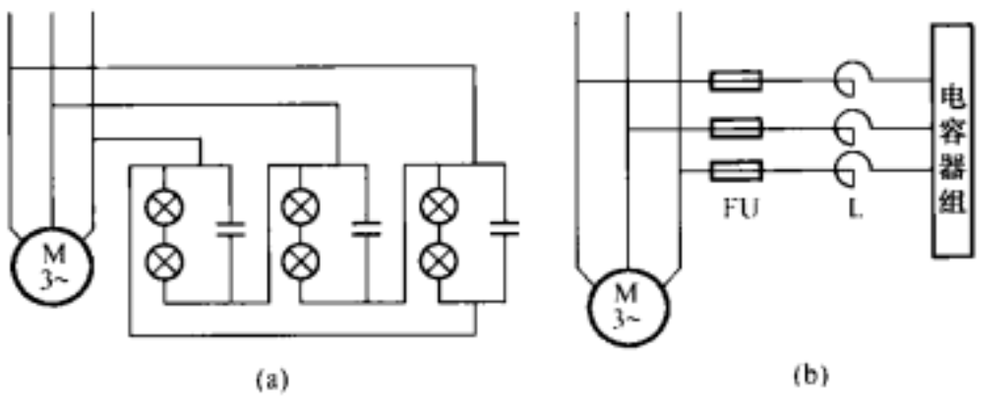


图 10.5-1　电动机就地无功补偿接线

（a）中小型异步电动机；（b）大型异步电动机

应用实例：某平板玻璃厂 37kW 以上异步电动机有 44 台，总装机容量为 3021kW。根据运行情况，选择 35 台（装机容量为 2605kW）异步电动机实施就地无功补偿，总补偿容量 1002kvar，包括设备、安装全部费用 77079 元，经运行这 35 台电动机一年节约电费 16.5 万元，半年不到就回收了全部投资。该厂实施就地无功补偿后，电动机运行条件有了很大改善，电动机电压有明显提高（约 1～4V），补偿后电动机电流有明显下降（平均下降 19.6%），由电网传输的无功功率下降了 64.6%，平均功率因数由补偿前的 0.76 提高到 0.96，设备负荷率由补偿前的 65.4%提高到 66.3%，视在功率下降了 18.9%。

2.1.4　无功就地补偿应注意的问题

（1）防止自励磁。电动机电源切断后，电容器的放电电流成为电动机的励磁电流，如补偿电容器容量足够大，该励磁电流建立的电压就使电动机运行于异步发电机状态。为避免电动机自励磁，单台电动机的补偿电容器容量可按式选用

$$Q_C = 0.9\sqrt{3}U_n I_0 \qquad (10.5\text{-}3)$$

式中：U_n 为电动机额定电压；I_0 为异步电动机励磁电流。

（2）防止过电压。电动机采用就地补偿后将引起线路稳态电压升高。其升高值 ΔU 为

$$\Delta U = U_n \frac{Q_C}{S_S} \qquad (10.5\text{-}4)$$

式中：Q_C 为电容器的容量；S_S 为电容器所接母线处短路容量。因为电容器工频长期过电压不允许超过 1.1 倍额定电压，所以补偿电容器容量应符合 $Q_C<0.1S_S$。

（3）防止谐波与涌流。采用电容器就地补偿，其容抗和线路感抗可能会发生谐波振荡。谐振的条件是 $n=\sqrt{S_S/Q_C}$，其中：n 为电容器发生谐振的谐波次数。

供电网络中有谐波时，会使电容器过热而损坏。抑制谐波的方法是在电容器回路中串电抗，使串联电抗后的回路电抗呈感性，即 $X_{LC}=nX_L-X_C/n>0$，$X_L/X_C>1/n^2$。

投入单台电容器或电容器组产生的涌流为 $I_S=I_C\sqrt{2S_S/Q_C}$。如果厂家规定电容器涌流不能超过其额定电流的 20 倍，则补偿电容器容量必须大于 $S_S/200$。

（4）电源切断后，补偿电容器放电。如补偿电容过大，当电动机电源切断后，可能需要长的放电时间。放电电阻选择可按式（10.5-5）计算

$$R \leqslant \frac{U_n^2 t}{3.183 Q_C \ln\dfrac{\sqrt{2}U_n}{U_t}} \quad (M\Omega) \qquad (10.5\text{-}5)$$

式中：Q_C 为电容器无功容量，kvar；t 为放电时间，s；U_n 为电容器额定电压，kV；U_t 为电容器放电 t 秒后的电压，kV。

2.1.5　自动跟踪补偿

固定电容补偿无法兼顾到电动机在各种负荷率下运行时的无功补偿，补偿容量只能按照空载时的无功水平设置，很容易造成过补或欠补，补偿效果不理想。自动跟踪补偿是以无功补偿投切装置作为控制保护装置，可较好地跟踪无功负荷的变化，运行灵活，维护量小。

智能化无功补偿控制器在电动机负载侧直接补偿，自动监测用电设备的功率因数，根据无功功率的变化来确定合适的补偿容量，因而对在任何负荷率下运行的电动机均能达到较好的效果。这种方式其线路功率因数可达到 0.99，综合节电率可到 10%～20%以上。

自动跟踪就地无功补偿装置的补偿量范围为

$$Q_0 < Q_C < Q_\beta \qquad (10.5\text{-}6)$$

式中：$Q_\beta=Q_0+[(P_n/\eta_n)\tan\varphi_n-Q_0]\beta^2$，$\beta$ 为电动机负荷率；Q_β 为电动机负荷率为 β 时吸收的无功功率，kvar；P_n 为电动机额定功率，kW；$\tan\varphi_n$ 为对应额定功率因数角的正切值；η_n 为电动机额定效率。采用自动跟踪就地无功补偿装置的电动机需要用软启动方式起动。

2.2　冶金企业无功补偿

现代钢铁企业的炼钢电弧炉和轧钢机等冲击性非线性负荷的波动电流，当其流过供电线路阻抗，将使供电电压出现相应的波动。此波动电压将传递到电网其他馈出线路上危害其他用户的电气设备，严重地影响电炉及轧钢机自身的产量与质量，并使得电网电能质量严重恶化，电网损耗增大，从而成为电网迫切需要综合治理的问题。

2.2.1　炼钢电弧炉生产过程中产生的供电问题

2.2.1.1　高次谐波

电弧炉的谐波电流成分主要为 2～7 次，其中 2、3 次最大，其平均值可达基波分量的 5%～10%。谐波产生的原因是电弧的电阻值的快速时变，并在半个周期中电弧电阻也在变动，这造成电弧电流的畸变；交流电的正负半周换相，石墨电极和钢交替作阴极和阳极，因不同材料的发射电子能力不一样，故使电流的正负两个半周的波形不对称，造成偶次谐波；三相电弧不均衡，导致三次谐波；供电系统连接的各种谐波源导致各种谐波的形成等。

2.2.1.2　电压波动与闪变

超高功率电弧炉在运行中经常产生突然的、强烈的电流冲击，导致电网电压的快速波动，频率为 0.1～30Hz。其中

特别是频率在 1～10Hz 之间的电压波动会引起照明白炽灯和电视画面的闪烁，这类干扰称为“闪烁”或“闪变”。对于实际的、有限容量的电网，电弧炉负载引起的电网电压波动百分数为

$$\Delta U\% = \frac{\Delta Q}{S_k} \times 100\% \qquad (10.5\text{-}7)$$

式中：ΔQ 为无功功率的冲击量，Mvar；S_k 为本电弧炉供电母线最小短路容量，MVA。考虑到电弧炉的正常运行状态与短路状态之间的无功功率变动大致与炉子变压器的额定容量 S_{TF} 相当，即 $\Delta Q_{max} \approx S_{TF}$，故可以用下式来估算电网上电压最大波动百分数

$$\Delta U_{max}\% = \frac{S_{TF}}{S_k} \times 100\% \qquad (10.5\text{-}8)$$

GB 12326—2000《电能质量　电压允许波动和闪变》规定了电力系统公共连接点的电压波动和闪变电压允许值。超高功率电弧炉在其运行过程中产生的波动和闪变往往都超过这个规定值，必须加以抑制。

2.2.1.3 低功率因数

电弧炉负载是高感性的，电弧炉的接入使供电电网的功率因数恶化。超高功率电弧炉运行在熔化期时，功率因数甚至低到 0.1，这将引起母线电压严重降低。

2.2.1.4 三相不对称

电弧炉三相负载不对称引起的电网三相电压及三相电流不对称，其后果是相关电网的所有用户（包括电弧炉）的经济性和生产率降低。分析表明，在公共连接点 PCC 处电网短路容量 S_k 比电弧炉变压器额定容量 S_{TF} 高 50 倍以上时，电弧炉三相负载不对称所造成的电网电压的不对称性未超过 GB/T 15543—1995《电能质量　三相电压允许不平衡度》中规定的允许值。当前电弧炉大型化、超高功率化，使得供电电网的短路容量往往只有电弧炉变压器容量的 20～40 倍或更低，故必须进行补偿。

2.2.2 减少电弧炉对电网影响的途径

抑制超高功率电弧炉干扰的途径可分为两类：①提高供电电源的电压等级，以提高与电网公共连接点的短路容量，使电弧炉对电网和自身的影响在允许范围内，这是治标的方法；②采用 SVC 装置，使其多项指标限制在允许范围内，这是治本的办法。

2.2.2.1 设置静止无功补偿装置（SVC）

SVC 装置是一种快速调节无功功率的装置，它可对所需无功功率作连续调整，从而保持在电弧炉等冲击性负荷连接点的系统电压水平的稳定。在公共连接点

$$Q_{PCC} = Q_D + Q_L - Q_C \qquad (10.5\text{-}9)$$

式中：Q_{PCC}、Q_D、Q_L、Q_C 分别为系统向公共连接点（PCC）提供的无功功率、负荷所需的无功功率、可控电抗器吸收的无功功率、电容器补偿装置发出的无功功率，单位均为 Mvar。当负荷产生冲击无功 ΔQ_D 时，将引起公共连接点的无功波动

$$\Delta Q_{PCC} = \Delta Q_D + \Delta Q_L - \Delta Q_C \qquad (10.5\text{-}10)$$

其中 $\Delta Q_C = 0$，欲保持 ΔQ_{PCC} 不变，则 $\Delta Q_D = -\Delta Q_L$，即 SVC 装置中感性无功功率随冲击负荷作随机快速调整，此时系统公共连接点电压水平能保持基本不变。

中国钢铁企业的超高功率电弧炉等应用 SVC 的较多。SVC 装置有引进的，也有国产的，基本都是 TCR 型 SVC。

2.2.2.2 设置并联电容器

电容器具有投资省、有功损耗小、运行维护方便、故障范围小等特点，大量用于电力系统无功补偿和谐波滤波。其补偿方式有：①就地无功补偿及滤波。在低压负荷侧采用并联电容器串接电抗器对单台用电设备进行补偿，如图 10.5-2 中的 C1、L1 部分。其补偿容量根据 $Q_C \leqslant \sqrt{3}U_n I_0$ 确定。式中：Q_C 为补偿容量，U_n 为额定电压，I_0 为电动机空载电流。②分散无功补偿及滤波。对负荷分散和功率因数较低的车间变电所，采用低压并联电容器串接电抗器，安装在各个低压电气室，如图 10.5-2 中的 L2、C2、L3、C3 部分。③集中无功补偿和滤波。在总降变电所或功率因数较低、负荷较大的配电室的高压母线上集中安装高压电容器组串接电抗器，如图 10.5-2 中的 C4、L4 部分。目前大中型钢铁企业普遍采用这种无功补偿兼谐波滤波的方式。

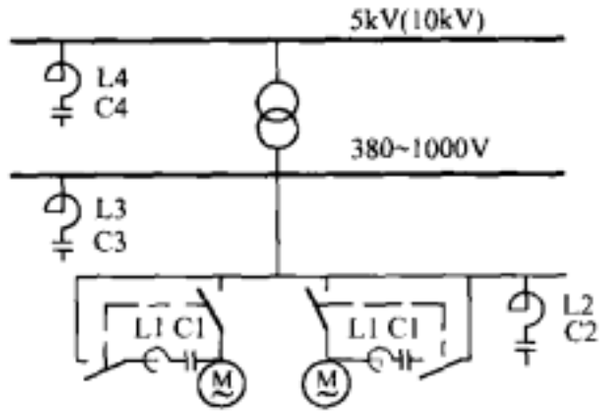


图 10.5-2　并联电容器的无功补偿及滤波

2.2.2.3 设置有源滤波器

有源滤波器（APF）即利用可控的电力电子装置向电网注入与谐波源电流幅值相等、相位相反的电流，使电源的总谐波电流为零，达到实时补偿谐波电流的目的。它与无源滤波器相比，有以下特点：①不仅能补偿各次谐波、还可抑制闪变，补偿无功，有一机多能的特点，在性价比上较为合理；②滤波特性不受系统阻抗等的影响，可消除与系统阻抗发生谐振的危险；③具有自适应功能，可自动跟踪补偿变化着的谐波和无功，即具有高度可控性和快速响应性等特点。

2.2.3 轧钢机的电压波动和抑制

现代轧钢机传动装置的机组容量日益增大，而且其负荷变动异常剧烈，重复冲击，周期变化。有的机组工作时，有功尖峰负荷可达额定容量的 80%～300%，周期约为数秒。相应地无功功率亦以相同程度发生波动。无功功率波动会引起工厂母线电压波动，并且对地区电力系统也有一定影响。尤其是现代冷、热连轧机功率很大，其有功冲击负荷变化值可达数万千瓦。由于冷、热连轧机控制性能的要求，大部分设备都采用直流电动机或交流变频传动，而且供电多半采用晶闸管整流装置和电力电子装置。这样，从电网方面看，增加了一些新的特点：①冲击负荷无缓冲地直接反映到电网中去；②大幅度调速时，尤其是低电压调速时，无功需求增大，功率因数降低，因而无功功率冲击造成的电压波动更大；③由于晶闸管调相调压的非线性特点，产生高次谐波分量，造成电网电压波形畸变，使电压质量下降。

抑制轧钢机产生的电压波动的限制措施有：①加大电源容量，提高抗冲击负荷的能力。电网电压波动值，近似等于无功功率波动量与该点短路容量之比。因此设计时一般首先设法加大企业电源的短路容量。②提高进线电压，即提高整流器初级电压。电压波动相对值与电压平方成反比。进线电压越高，电压波动相对值就越小。以 110kV 电压进入主电机室直接降压，可使生产时电压波动值较小。③自备电厂的发电机组，装设自动励磁调节装置（AVR 或 AQR），可有效抑制由于无功冲击负荷引起的电网电压波动。④如同电弧

炉负荷那样，在交流侧母线上装设 SVC，就地补偿所需的无功功率波动量 ΔQ，而不再由电网电源供给，则电压波动可以及时有效地抑制。

2.2.4　武钢的 SVC 装置

2.2.4.1　SVC 结构和参数

武钢在硅钢厂扩建工程新增 1 座 110kV 变电站，经 2 台 31.5MVA 主变压器降至 10kV，其中 10kVI 段负荷有 ZR—3 主轧机（主电机 3300kW，2 台卷取机 2×1900kW）和其他生产机组，这些负荷运行对电网产生不利影响：①10kV 母线电压波动为 6.9%；②若在加速轧制或过载运行时，电压波动达 10.2%，大大超过正常允许范围 2.5%；③10kV 母线电压畸变值大于 10%，大大超过国标所规定的 4%的要求；轧机系统需要很大的无功功率，在轧机额定负荷、额定轧制速度时功率因数只有 0.25，需从电网吸收大量无功。

武钢采用国产化的 TCR 型 SVC 装置，容量为 10kV，20Mvar；配置的滤波器（FC）子系统容量为 10kV，23Mvar。SVC 主接线简图和设备参数示于图 10.5-3。

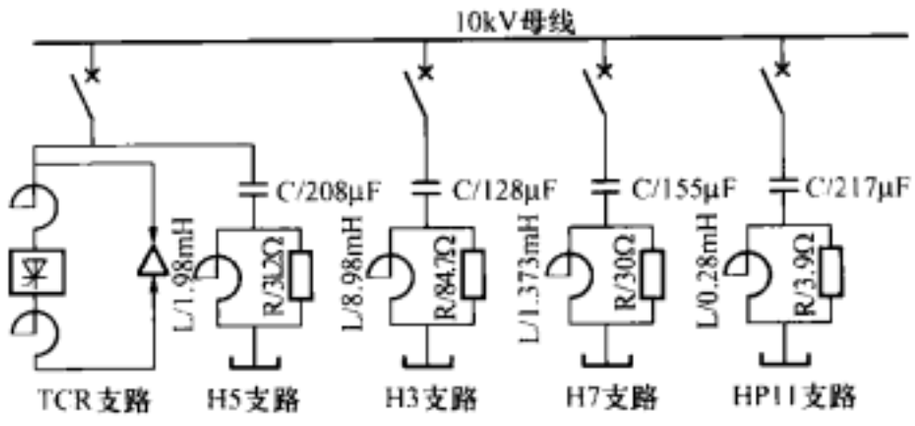


图 10.5-3　武钢硅钢厂 SVC 系统接线

2.2.4.2　SVC 补偿效果

特征单次和综合电压畸变率（THD）详见表 10.5-3 与表 10.5-4。

表 10.5-3　　未投 SVC 时 10kV 母线电压畸变率

	单次谐波电压含有率										THD
谐波次数	2	3	5	7	11	13	17	19	23	25	
含有率（%）	0.056	0.557	0.416	0.175	3.366	0.180	0.576	0.198	3.155	0.487	6.557

表 10.5-4　　投入 SVC 时 10kV 母线电压畸变率

	单次谐波电压含有率										THD
谐波次数	2	3	5	7	11	13	17	19	23	25	
含有率（%）	0.142	0.140	0.267	0.079	0.319	0.019	0.095	0.016	0.535	0.058	0.785

补偿前后 10、110kV 母线电压波动比较详见表 10.5-5；功率因数比较详见表 10.5-6。

表 10.5-5　　电压波动比较

名　称	10kV 母线电压波动（%）		110kV 母线电压波动（%）	
	未投 SVC	投 SVC	未投 SVC	投 SVC
稳速轧制	6.9	0.0	1.5	0.0
20s 加速轧制	10.2	1.3	2.2	0.3

表 10.5-6　　功率因数比较

名　　称	10kV 母线	
	未投 SVC	投 SVC
额定负载，额定速度轧制	0.24～0.25	0.93～0.95
加速或减速轧制	0.26	0.92

2.3　电解整流负荷谐波抑制

2.3.1　电解整流负荷的谐波

在有色金属生产中，通常采用电解方法来制取纯铝、铜、锌等产品。大功率整流设备是现代电解生产的主要设备之一。当代先进的电解整流电源采用的是大功率晶闸管作为变流器件，整流稳流效果好。电解整流设备逐渐向中高电压、大电流、大容量、高电流密度方向发展。由于电解整流电源功率大，电流大，因此会在空间产生强磁场，同时产生大量高次谐波，负荷功率因数低等问题。大型电解整流设备产生的谐波注入电网和企业自身的配电系统，其注入电网的谐波电流分为特征谐波和非特征谐波两类。

特征谐波的产生是由于整流变流装置上采用移相技术。整流变压器一次侧电流的有效值不因设移相绕组而有所改变，但电流波形会随有无移相角 θ 的改变而改变；电解铝厂恒流生产制度和采用饱和电抗器调压技术，加大了整流所产生的谐波量，且大幅度降低功率因数。特征谐波有如下关系

$$N = KP \pm 1 \qquad (10.5\text{-}11)$$

式中：N 为谐波次数，$K=1, 2, 3, \cdots$；P 为整流系统的等效相数，即一个周期内直流电压脉动数；特征谐波电流数值，一般计算中取其最大值为

$$I_n = I_1 \frac{1}{N} \qquad (10.5\text{-}12)$$

式中：I_1 为基波电流。

非特征谐波在理想状态下不应存在，但由于整流机组（或系统相）间负载不均衡；各整流机组的触发延滞角不相等；整流器各相间及各台间短路阻抗不相等，因而形成换相阻抗不等；同一台整流机组三相触发延滞角不对称；同相触发延滞角正负半周不对称；移相角不准确；电源电压不平衡；电源电压波形有畸变等原因，使可控整流装置产生非特征谐波。

2.3.2　滤波装置的设计案例

280kA 大型试验铝厂的供电电压为 35kV，装有 5 台整流机组，4 台工作，1 台备用。单台 12 相整流，5 台组成等效 60 相。饱和电抗器调压深度 40V。电解槽系列电流 280kA，系列电压 120V。系统最大短路容量 424MVA，最小短路容量 85MVA。

2.3.2.1　滤波装置的结构及接线方式

铝电解厂采用多相整流系统，其注入电网的谐波除特征谐波外，还有奇次、三次及其整数倍次的非特征谐波。高次谐波除 11、13 次较大外，其余次数的含量均不大，故没有高通滤波通道。滤波装置共设置 4 个单调谐滤波通道，即 3、5、7、12 次通道。单调谐滤波器为 C-L-R 串联电路（该

滤波器系统经计算分析后取掉了阻尼电阻），它调谐于某一个特定谐波。滤波装置接线如图 10.5-4 所示。

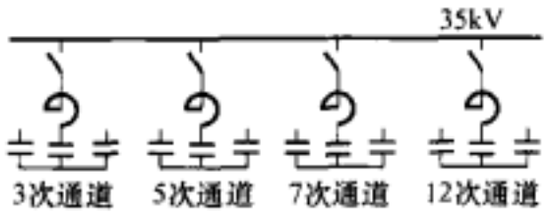


图 10.5-4 280kA 大型试验铝厂滤波器接线

2.3.2.2 滤波器工作原理

滤波器的作用是就近吸收谐波源所产生的谐波电流。单调谐滤波器为 C-L-R 串联电路，它调谐于某一特定谐波。如图 10.5-5（a），在谐振频率 f_0 下，感抗与容抗相互抵消，只剩电阻起阻尼作用，因而形成对谐振频率的低阻抗通路，对该次谐波电流具有最大的分流旁路作用，因而流入系统的谐波分量很小，起到滤波和改善电压畸变作用。

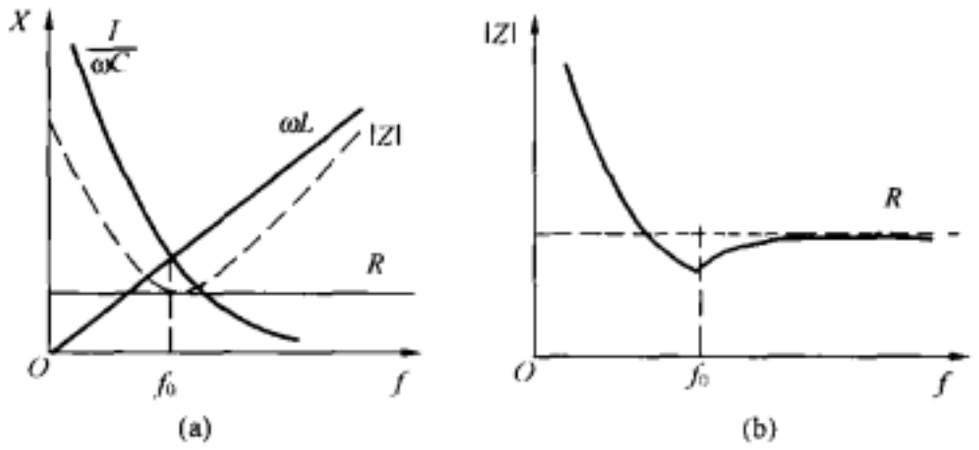


图 10.5-5 滤波器的阻抗频率特性
（a）单调谐滤波器；（b）高通滤波器

高通滤波器的阻抗频率特性如图 10.5-5（b）所示。从图中可以看出，当频率低于某一数值 f_0 时，滤波装置呈高阻性，阻碍低频电流通过；当频率高于 f_0 时，滤波装置呈低阻性，允许高频电流通过，起到高通滤波的效果。高通滤波器可以滤除临近的较高次谐波。f_0 称为截止频率，可用 $f_0=\frac{1}{2\pi CR}$ 计算。若取 $f_0>650\text{Hz}$，则高通滤波通道为 13 次以上。

滤波电容器是滤波器中投资最大的设备，它的基本参数为额定电压 U_{ce}、额定容量 Q_{ce}、基波容抗 X_{cl}，而 $X_{cl}=3U_{ce}^2/Q_{ce}$（这里 Q_{ce} 是单相值）。

单调谐滤波电容器除了承受基波电压以外，还承受谐波电压作用。为了保证电容器安全运行，其过电压应限制在一定的范围内。电容器的电压校验公式如下

$$U_{cl}+\Sigma U_{ch}\leqslant 1.1U_{ce} \qquad (10.5\text{-}13)$$

式中：U_{ch} 为电容器 n 次谐波电压。由于有串联电抗器，电容器承受的基波电压 U_{cl} 要比母线运行电压 U_l（相电压）高，设运行电压上限为 U_{lM}，则

$$U_{cl}=\frac{n^2}{n^2-1}U_{lM} \qquad (10.5\text{-}14)$$

电容器参数选择应考虑：①谐波源电流 I_h 不放大且全部通过相应滤波器；②滤波器基本处于全谐振状态，即呈全电阻状态；③电容器中仅通过基波电流和本次谐波电流；④高通滤波器除了通过基波电流外，还应通过若干次高次谐波电流。

2.3.2.3 滤波器投入的效果

该自行研制的铝电解谐波滤波器于 1994 年 1 月一次送电成功后，运行安全、可靠、操作灵活，维护检修方便，滤波效果明显。滤波器未投入时，35kV 母线电压畸变率为 1.49%，总谐波电流畸变率为 5.58%。滤波器投入后，35kV 母线电压畸变率降低到 0.47%，3、5、7 次谐波及主要的 11、13 次谐波电压畸变率和谐波电流畸变率显著降低。系统功率因数由投入前的 0.72 上升至 0.95。使电解供电电流稳定，电解槽“三场”趋于平衡，电解电流效率和整流效率分别提高了 1.5%和 1.3%，延长了电解槽使用寿命和整流设备检修周期。滤波技术的应用使电解槽基本上实现了恒流供电制度。滤波器投资约 0.8 年收回。

2.4 风电场无功补偿与控制

风电场所用的发电系统不同，无功补偿与控制方案也不同。对于常规异步风力发电机，需要落后的无功功率，主要是为了励磁的需要，同时也要供应定子和转子漏磁所需要的无功功率。一般中、大型异步发电机，励磁电流约为额定电流的 20%～25%，因而励磁所需的无功功率就达到发电机容量的 20%～25%，再加上第二项，总共所需的无功功率约为发电机容量的 25%～30%。异步风力发电机接入弱电网时，阵风等会引起电压闪变、电压降落，甚至导致风力发电机跳闸，所以必须通过引入无功来补偿这些波动。

对于图 10.5-6 所示的风电场，每台风电机的发电机端配有并联电容器补偿无功。在风电场变电站的中压侧配有集中的无功补偿。就地安装的电容器组可以补偿异步发电机的无功需求，对于大规模的风电场，集中的无功补偿设备，如 SVC 或 STATCOM 可以用来提供平稳的无功功率调节。每台风力发电机机端配备的补偿电容器，通常称为功率因数校正电容（PFC）。补偿电容器一般为 3～5 组，可根据风机功率、电网电压水平等进行优化分组投切。其最大补偿量是根据异步发电机在额定功率时的功率因数设计的，通常的无功补偿量为其额定功率的 30%，通过电容器补偿后发电机输出功率因数在额定负荷时约为 0.98。

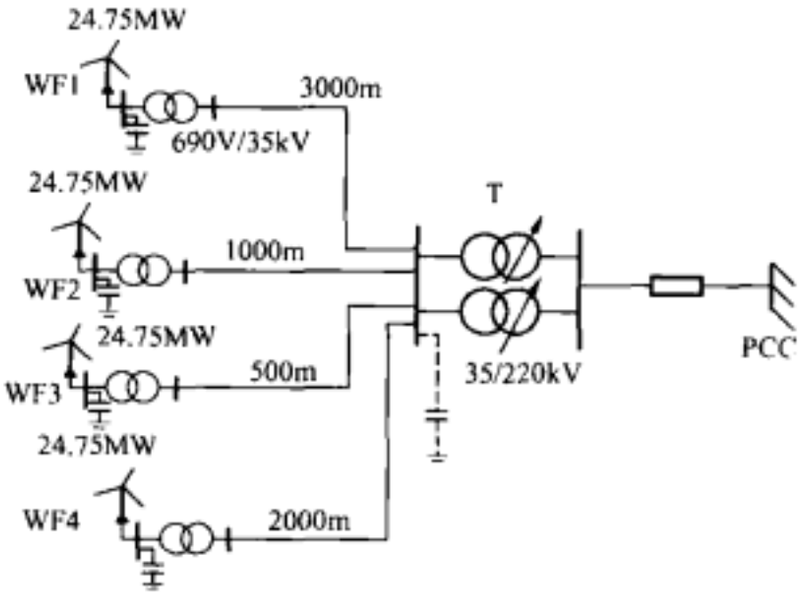


图 10.5-6 风电场接线

集中补偿的电容量要由潮流计算分析后确定。如图 10.5-7 所示风电场 PQ 曲线表示了与风电场发出的每一个有

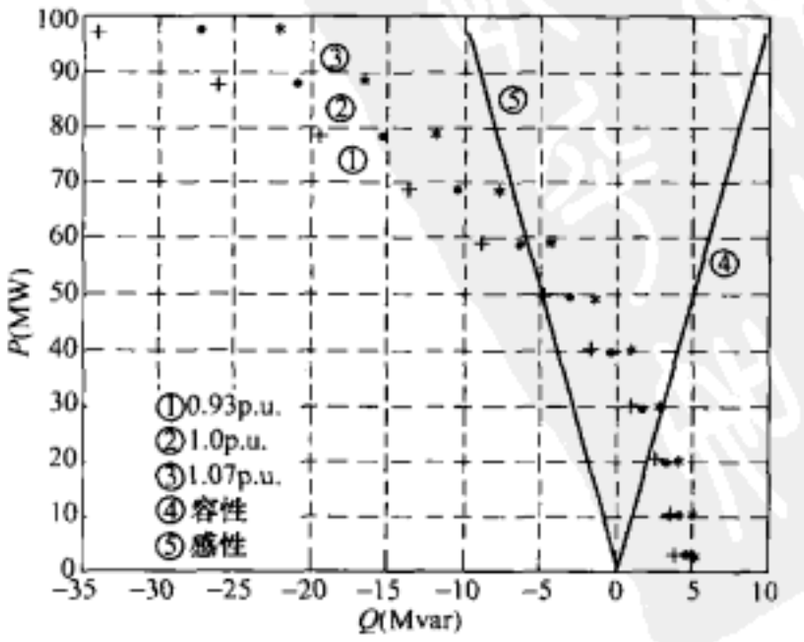


图 10.5-7 不同连接点电压时 P—Q 关系曲线

功功率值相对应的无功功率值。确定风电场的 *PQ* 曲线的计算步骤为：①设定连接点 PCC 不同的电压值（如取高、中、低 3 个值，最低电压 0.93p.u.，正常电压 1.0p.u. 和最高电压 1.07p.u.）和风电场不同的负荷水平；②每步按每台风电机正常功率的 10%（从技术最小到最大有功功率）计算连接点风电场发出或吸收的无功功率（假定每台风电机负荷率相同）；③在 *PQ* 平面上画出对应于不同连接点电压的 *PQ* 曲线①、②和③，以及风电场运行范围曲线④（风电场呈容性）和⑤（风电场呈感性）。

在潮流研究中，连接点表示了风电场电气系统有功功率和无功功率的平衡，表示了在确定的连接点的电压值下，风电场电气系统的不同元件中的有功功率的损耗和无功功率的需要或产生。

风电场必须工作在功率因数接近于 1.0。为此设计电容补偿时，风电场运行范围选择在感性 0.995 和容性 0.995 之间。图 10.5-8 表示正常运行（无中压侧集中补偿）电压的 *PQ* 曲线①及电容器组设计运行范围（上、下限）。在图 10.5-8 中可以观察到，对于 10%和 20%的发电水平，运行超出了预先设定的范围，风电场具有容性特性，这意味着在公共连接点有无功功率注入高压电网。对于 30%、40%和 50%的发电水平，工作在允许的运行范围内，因此补偿是不需要的。发电大于 60%，工作超出了预先设定的范围，具有电感性特性，因此需要用电容器组进行补偿。图中粗的曲线表示为使风电场工作在设定的范围内需要集中补偿的无功量。在研究的风电场中这一步要补偿的值是 12.334Mvar。

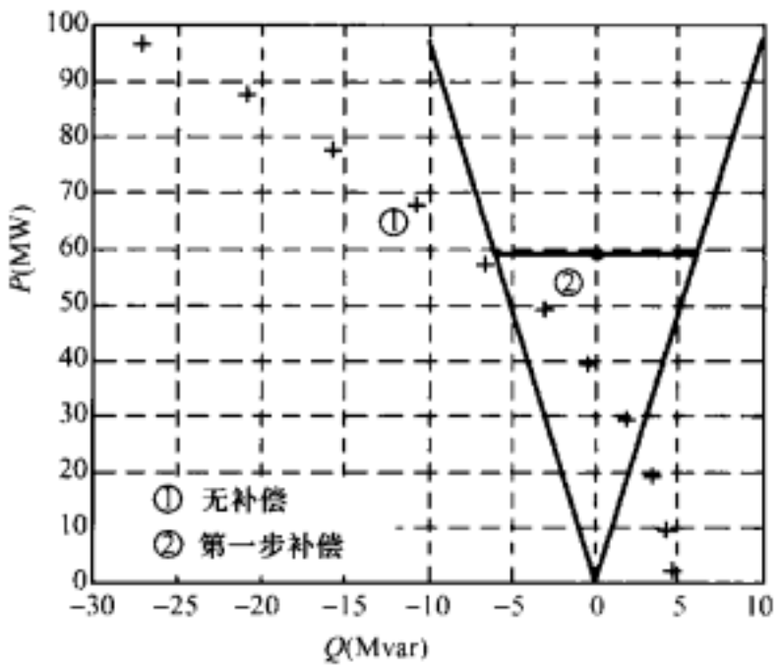


图 10.5-8　无中压侧补偿时 *PQ* 曲线

在图 10.5-9 中表示了在变电站中压侧第一步接入电容器组的作用。风电场 60%的发电水平的无功值 *Q* 已经工作在设定的范围内。此外，发电 70%、80%和 90%也已工作在 0.995 容性或感性范围内。尽管有了第一步补偿，但发电

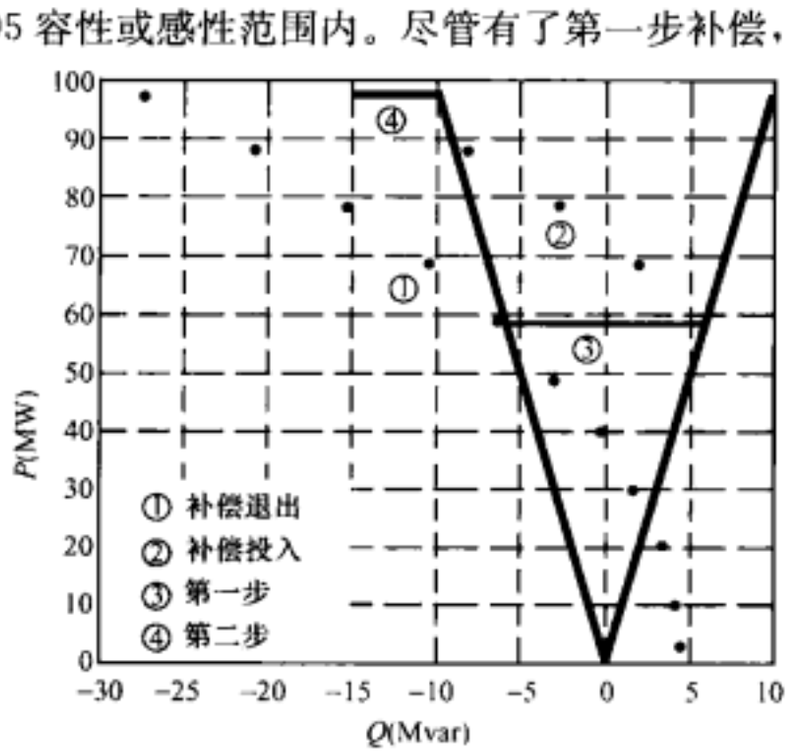


图 10.5-9　变电站中压侧集中无功补偿的作用

100%时工作仍超出了设定的范围，因此有必要进行第二步补偿，以满足工作点在设定范围之内。

对于具有电力电子变换器的风力发电系统（直驱式交/直/交和双馈异步发电机等），本身能够提供充足的无功控制。在变换器适用范围之内，它能够充分满足发电机的无功需求，即在任何负荷情况下能维持发电机输出的功率因数为 1.0 左右，并能通过无功功率控制电压。它们也能够类似于静止无功补偿器而进行电网的电压控制，通过适当的无功控制，能消除由于无功不平衡而引起的电压波动，从而降低其对电网的影响。因此一般不另设无功补偿装置。

3　输电系统无功补偿

我国现有输电网包括 220kV、330kV、500kV 和 750kV。对于 500kV 主网，在较重的潮流下运行时，可能使 500kV 变电站的母线电压低于其目标电压（500kV 变电站母线电压允许值为 550～500kV，目标电压一般定为 525kV）。负荷持续增加，或机组故障跳闸以及受主要线路开断的影响，将使 500kV 变电站的母线电压进一步下降，有可能造成电压失稳。500kV 变电站母线电压在较低水平下运行，使系统的联系电抗相对增加，即系统阻尼相对降低，系统的小干扰稳定性降低；使机群间的功角差增大，不利于系统的暂态稳定；还将增加电网损耗。

输电网的无功补偿主要目的是为了维持电压水平，增强系统的稳定性和减少网损。输电网的电压变化除系统发生事故外，主要是网络中的潮流变化引起的。为此，有必要对输电网络的无功进行补偿，力求输电系统无功传输最小化。

输电网络采用的无功补偿措施主要有：①发电机或同步调相机的无功调节；②变电站母线加电容器补偿；③静止无功补偿装置（SVC）和静止同步补偿器（STATCOM）补偿；④线路并联电抗器和可控电抗器补偿；⑤串联电容器和可控串联电容器补偿等。

3.1　发电机或同步调相机的无功调节

调整发电机励磁或枢纽变电站内的调相机的励磁，可以调节其无功功率输出，达到改善电网电压水平的目的。

接入 220kV 以上电网的大容量发电机，在负荷较重时，迟相运行，发出无功功率，提高电网电压；在负荷较轻时，进相运行，从系统吸收无功功率，防止输电网过电压。对于远离负荷的发电机，其输出的无功调节主要是对输电线及主变压器上的无功需要进行补偿，对负荷所需的无功由远方发电机经长距离线路传输是很不经济的。同步发电机主要任务是发有功功率，其无功调节能力是有限的，要受发电机运行容量极限、静态稳定极限等制约。

同步调相机设在枢纽变电站内，它的主要任务是发出（或吸收）无功功率，其调节无功功率的能力比同步发电机强。同步调相机过励磁运行时，向电网送出无功功率；欠励磁运行时，吸收电网的无功功率。同步调相机的转子通常为凸极式，其运行原理与同步发电机基本相同（参见本篇第 2、4 章）。

有的同步发电机可以作为同步调相机运行。如水轮发电机作为调相机运行是很方便的。先将水轮机的导水叶关闭，用压缩空气将水轮室中的水排出去；然后调节励磁系统使同步发电机在过励状态下运行。这时水轮机由电网输入功率来维持旋转，由于在过励状态下运行，发电机向电网输出无功功率。电网输入的有功功率是为了克服转动水轮发电机组的摩擦损耗，因此容量较小，采用压气装置时调相运行的有功

损耗为 $\Delta P=(2\%\sim7\%)Q$，kW。

3.2 变电站母线并联电容器补偿

对于 500kV 变电站中的并联电容器组容量、接线等考虑如下：

3.2.1 电容器组的接线方案

500kV 变电站中的并联电容器组均装于主变压器的三次侧，采用双星形或单星形接线。除东北地区有 63kV 的电容器组外，多为 35kV 的电容器组，有些 500kV 变电站的三次侧电压为 15.75kV，用于接同步调相机及电容器组。

3.2.2 无功补偿量的确定

电容器补偿的无功量，按照无功补偿就地平衡的原则，可按照自然无功负荷的 1.15 进行补偿。以某 500kV 下行 220kV 节点为例，该节点无功负荷是 426.6Mvar，则理论容性补偿量为 426.6Mvar × 1.15 = 490.59Mvar。单台容量 750MVA 和 500MVA 电力变压器满载时的无功需要分别为 90Mvar 和 60Mvar 左右。500kV 变电站中安装的电容器组，其补偿总容量以不超过主变压器容量的 30%为宜，对于距离大容量发电厂较近的 500kV 变电站，应多吸收发电厂的无功，以减小补偿容量，节约投资。

3.2.3 并联电容器的分组

根据加大电容器的单组容量，减少组数的原则，电容器分组应考虑：

（1）各分组电容器在不同组合方式下投切时，不得引起高次谐波谐振和有害谐波的放大。发生 n 次谐波谐振的电容器容量可按式（10.5-15）进行近似计算

$$Q_{CX}=S_d\left(\frac{1}{n^2}-A\right) \qquad (10.5\text{-}15)$$

式中：Q_{CX}为发生 n 次谐波谐振的电容器容量，Mvar；S_d为电容器安装处的母线短路容量，MVA；n 为谐波次数，即谐振频率与电网额定频率之比；A 为电容器组每相感抗（X_L）与每相容抗（X_C）的比值，即 $A=X_L/X_C$。

（2）投切一组电容器时所引起变压器中压侧母线电压的变动值，不宜超过其额定电压的 2.5%。但由于 500kV 变电站的三次侧一般无负荷，因此投切电容器时所引起三次侧母线电压的波动可大于 2.5%。

（3）应与断路器投切电容器的能力相适应。

（4）并联电容器组的容量不超过单台电容器的爆破容量。

按 DL 5014—1992《330～500kV 变电所无功补偿装置设计技术规定》的规定，500kV 变电站中电容器的单组容量可选为 30～6Mvar。例如华北地区 500kV 昌平变电站和太原侯村变电站均装 6 组 30Mvar 的 35kV 并联电容器，其中 4 组串接 6%电抗器，2 组串接 13%电抗器。北京房山 500kV 变电站装 8 组 25.2Mvar 的 35kV 电容器。目前 500kV 变电站中单组电容器的容量多为 40.8Mvar，如广东汕头变电站、惠州变电站、江苏淮阴变电站等。

3.2.4 并联电容器的选择

（1）并联电容器的额定电压应略高于电网的额定电压。选择并联电容器时，应考虑电容器接入电网实际运行电压的升高，因为电容器在过电压下运行由于介质场强的增高将影响电容器的性能和寿命。要考虑的主要因素包括：接入电容器后引起安装点的电压升高；装设串联电抗器后引起的电压升高；电网高次谐波引起的电压升高；电容器组相间电容差引起部分电容器的电压升高；轻负荷引起的工频电压升高；系统电压调整和波动引起的电压升高等。

电压安全裕度不宜过高，以免容量亏损过多。对系统电压 35kV 的电容器组一般选择 11kV 或 12kV 的并联电容器；系统电压为 63kV 的电容器组可选择 19kV 或 20kV 的并联电容器，经串接后再接成星形。

（2）单台电容器容量的选择。按电容器组的每相容量和每相串、并联台数确定，宜选择单台 334kvar 或 200kvar 等大容量的并联电容器，也可选择集合式并联电容器，以利于减少占地面积、简化电容器组的框架结构和减少电容器安装维护工作量。

（3）电容器产品类型的选择。用于系统电压 35kV 或 63kV 的电容器组装于绝缘台上，电容器外壳对地绝缘由支持绝缘子承担。此外尚应注意选择全薄膜介质的并联电容器，运行于严寒地区时，其浸渍剂的凝固点应较低。

3.2.5 双星接线电容器组的优越性

根据我国多数地区的运行经验，具有串联段的 15.75～63kV、大容量（30～60Mvar）并联电容器组宜选用中性点不接地的双星形接线。其优点是：①每段并联台数减半，事故情况下的放电能量相应减小；②每组电容器用不平衡保护电流互感器只需一台；③电容器组布置较清晰，框架上引线较少。

3.2.6 两段接线的电容器组，各相间应先并后串

如接线方式为先并后串，则 1 台电容器故障击穿后，故障电流包括系统供给的工频故障电流和其余完好电容器的放电电流，由于通过故障电容器的电流很大，单台保护熔丝能迅速熔断，将故障电容器从电源上断开，使电容器组继续运行。如选用先串后并接线，1 台电容器故障击穿时，其故障电流要受与其串联的完好电容器容抗的限制，故障电流较小，熔丝不能尽快熔断，使故障的延续时间增加。

3.2.7 电容器组串联电抗器的接线

串联电抗器无论接在电容器组的电源侧或中性点侧，起到限制合闸涌流或抑制谐波的作用是一样的。但串联电抗器装于中性点侧时，不受系统短路电流的作用，可以降低对串联电抗器动、热稳定的要求，价格也要低一些。对于双星接线的电容器组，如将串联电抗器装于中性点侧，要装两组，而装在电源侧时，虽需提高其性能指标，价格贵些，但只需装一组。

3.3 静止无功补偿装置补偿

静止无功补偿器（SVC）已在电力系统中得到广泛应用。所有型式的 SVC 都属于并联无功补偿装置，补偿原理都是通过控制晶闸管的触发角，改变接入电网中的等效电纳，从而达到调节输出无功的目的。

SVC 设备之所以能发出感性无功功率，依靠的仍然是其中的电容器。这就导致 SVC 与静止电容器有着同样不可逾越的障碍，即当电压水平过低急需无功补偿时，补偿器的无功输出反而会减少。

从 20 世纪 70 年代中期开始，TCR 型 SVC 开始应用于工业用户和输配电系统。中国在 20 世纪 80 年代初引进了 TCR 型 SVC，并在大冶钢铁厂投入使用。由于其控制器和调节器采用的是模拟电路，冷却系统采用半封闭开放式手动方式，自动化程度和可靠性水平较低，因此没有得到广泛应用。90 年代中期，引进的 TCR 型 SVC，其价格较低，但其控制和调节以分立元件为主，采用脉冲变压器隔离的电磁触发方式，通过风冷式热管散热，在补偿容量较大时晶闸管结温较高，装置故障率较高，限制了其应用。

进入 90 年代后，全数字化大容量 TCR 型 SVC 装置进

入了实用化阶段，装置的可靠性和无功补偿效果明显提高，SVC在工业用户和输配电系统得到了迅速发展。到2000年中国在工业用户安装了100多套SVC，约有1/5是进口的；在输电系统有6套容量为了105～170Mvar的SVC安装在5个500kV变电站，均为进口。6套电网中运行的SVC情况是：①郑州电网中的SVC使河南南北联络线的功率输送极限提高了5%，使500kV葛岗云线路的稳定极限提高了8%，并有效地稳定了500kV母线电压；②辽宁电网的500kV的辽沙线的并联电抗器于1990年发生故障，致使该线路电压高达550kV，沙岭SVC投入后，发生同样故障时该线路电压可以迅速降到正常水平；③广东江门变电站SVC投入，为稳定电网电压起到了重要作用，在西电东送时也有利于改善系统电压稳定性；④凤凰山变电SVC对湖北电网的安全、经济运行发挥了重要作用，对抑制500kV过高电压、增加输送容量、保障系统电压稳定、改善系统电压水平、降低高压电网网损都有重要作用。但是这6套SVC运行情况都不很理想，主要原因是：与中国电网不相适应，SVC与系统的相互作用问题突出；早期技术陈旧，自动化水平较低，对运行人员素质要求较高；后期技术服务不及时，缺乏技术升级措施。

3.3.1　鞍山红—变电站的TCR型SVC

中国在2001年推出了自行研制的TCR型新平台，采用了全数字化控制、封闭式纯水冷却、综合自动化、光电触发等新技术，并成功应用于工业用户。

2004年中国自主研发的SVC（TCR型）成功应用于输电网。它安装在鞍山红一变电站。该变电站是东北电网220kV枢纽变电站之一，站内有2台120MVA、2台80MVA变压器，总容量为400MVA，主要担负鞍山钢铁公司的供电任务。过去电压调整采用1939年制造的2台总容量为90Mvar的调相机。经论证决定在该变电站用SVC取代调相机。图10.5-10是鞍山红一变电站主接线简图。

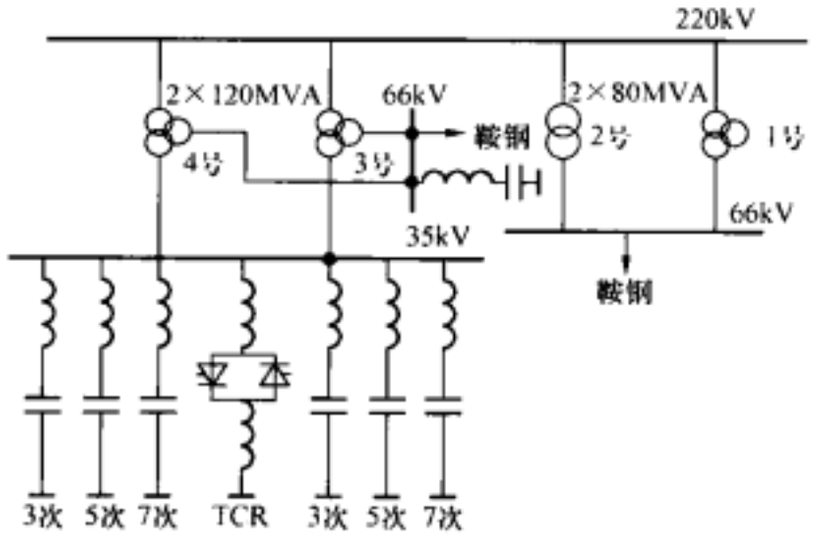


图10.5-10　鞍山红一变电站主接线简图

从图10.5-10可以看出，这套SVC主要由装于35kV母线的TCR和滤波器组成。TCR无功容量为80Mvar（感性），滤波器共6个支路，3次、5次和7次各2个，共约提供基波容性无功82Mvar。另外1组固定补偿电容器组直接挂接于66kV母线，提供约19Mvar容性无功。SVC的调节策略采用多目标、多反馈方式，即实现滤波器开关投切、变压器分接头有载切换、晶闸管触发角协调控制，并顾及阻尼低频振荡及抑制串联谐振（RSS）的能力。该SVC动态无功调节范围为－100～＋56Mvar，响应时间≤20ms，总损耗≤0.8%。投入后，使鞍山红一变66kV母线的平均电压由64.85kV提高到了66.1kV，电压波动（由鞍钢冲击负荷造成的）从最大10%降到0.5%以下。经仿真计算分析表明，SVC还提高了系统阻尼，使鞍山受电断面有功输送能力提高了4.4%。当SVC功率在85Mvar时，可使系统减少一次有功网损2.13MW。本套SVC装置总造价不到国际通用造价的一半。

该SVC特点：①采用基于DSP的全数字化控制器，动态响应快，控制精度高。采用模块化设计，对不同容量的装置可提供一体化构造方式；②监控系统采用一体化工作站，现场工作站和远方操作站采用触摸屏；③阀体采用卧式晶闸管阀组，设备紧凑，运行可靠，维护量少；④晶闸管阀组选用高质量阀元件，采用光电触发方式，高电位板高压取能、晶闸管BOD保护，抗干扰能力强；⑤可直接挂于35kV电压等级；⑥可实现三相同时控制、分相控制和三相平衡化等多种控制方式；⑦采用密闭水冷系统散热，冷却效率高；⑧可远方操作，实现无人值守；⑨采用双冗余数字化保护，保护可靠。

3.3.2　相控电抗器的选择

相控电抗器的形式宜为单相空心电抗器，每相晶闸管阀两侧各设一个线圈，两个线圈一般为上下叠装，宜采用6脉动三角形接线。我国500kV变电站引进的SVC装置均采用干式空心电抗器，优点：①不存在铁心磁饱和现象，从而消除了由于饱和引起的谐波和谐振，避免了晶闸管阀体的过载；②占地面积小，运行维护方便。每相电抗器采用双线圈接于晶闸管阀体的两侧，可限制阀体两端的电流上升率，以改善阀体的动态工作条件，限制故障电流。国内外相控电抗器均为三角形接线，以消除产生的三次谐波。

3.3.3　对滤波电容器的技术要求及滤波器的选择

确定滤波电容器的额定电压时，考虑下列因素：①串联电抗器引起的滤波电容器电压升高；②电容器装置接入点的电网最高运行电压；③谐波引起的电容器电压升高。电容器的额定电压可参照式（10.5-16）算出

$$U_{ce}=\frac{n^2}{n^2+1}\left(1+\frac{I_n}{nI_1}\right)U_s \qquad (10.5\text{-}16)$$

式中：U_{ce}为电容器额定电压，kV；n为谐波次数；I_n为n次谐波电流，A；I_1为基波电流，A；U_s为电容器装置接入处电网最高运行电压，kV。

根据《高压交流滤波电容器技术条件》的规定：滤波电容器应能在有效值为$1.3I_e$的稳定过电流下运行（I_e为额定电流），这种过电流是由于过电压和谐波共同引起的。对于电容值具有最大正偏差的电容器，这种过电流允许达到约$1.43I_e$。为保证谐波滤波器的正常运行，滤波装置中其他电器的最大允许电流值，不应小于滤波电容器的稳态过电流允许值。

一般采用单通交流滤波器，如对3次、5次和7次谐波分别设置滤波器。从6脉动相控电抗器产生的高次谐波来看，高次谐波分量很小，在实践中11次以上的谐波一般不会超标，因此高通交流滤波器很少使用。

3.3.4　对晶闸管元件的技术要求

晶闸管阀体是静止补偿装置的主要部件，实际运行中出现故障的几率也较大，因此应合理选择晶闸管使其静态特性和动态特性能满足运行的要求。

（1）晶闸管的额定电压应考虑：运行中出现的最大过电压倍数K_1；晶闸管串联后的均压系数K_2，取$K_2=1.1\sim1.5$；换相过程中因振荡导致晶闸管端电压升高K_3，取$K_3=1.35$左右，如阻尼参数选择合适，可降到1.25；安全裕量K_4，可取0.9。如接入点系统额定电压为U_s，晶闸管元件串联数为N，则晶闸管的额定电压U_e可按式（10.5-17）进行选择。

$$U_e=\frac{\sqrt{2}U_sK_1K_2K_3}{K_4N} \qquad (10.5\text{-}17)$$

（2）du/dt 太大会造成误开通，di/dt 太大会造成局部开通区发热，导致晶闸管损坏。晶闸管 di/dt 的临界值不宜小于 100A/μs；du/dt 的临界值不宜小于 500V/μs。

（3）门极触发电压和门极触发电流过大则不易触发，如太小则易受干扰造成误触发。门极触发电压一般为 2～5V，门极触发电流保持在 400mA 左右。

（4）反向重复峰值电压和断态重复峰值电压应尽量选择大些，以便减少晶闸管串联数，提高运行可靠性，缩小装置的体积，国内产品已做到 2500V。

（5）触发方式有电磁触发、电光电触发和光触发三种方式。株洲、江门等 500kV 变电站引进 SVC 均选用电光电触发，其优点是具有良好的电位隔离作用和抗干扰能力。电磁触发较简单，多用于容量不大的 SVC。光触发可靠性高，但技术难度较大，目前尚难推广。

3.4 静止同步补偿器补偿

3.4.1 上海西郊±50Mvar STATCOM 接线

上海西郊±50Mvar STATCOM 接入系统图如图 10.5-11 所示，STATCOM 接于 10kV 母线，以 220kV 母线电压为控制信号。其控制目标为：①调节和维持系统电压；②抑制系统暂态电压变化，提供电压支撑。

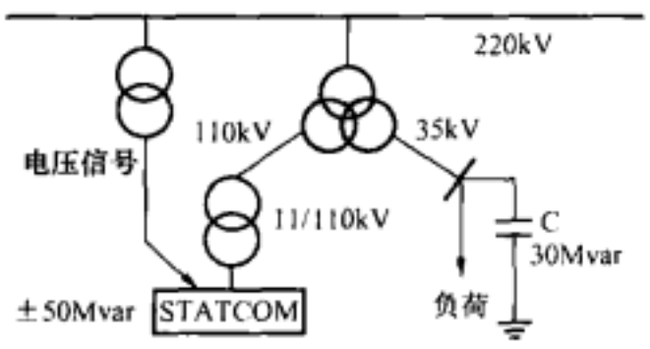


图 10.5-11 上海西郊±50Mvar STATCOM 接入系统图

3.4.2 主电路结构

±50MvarSTATCOM 采用基于 IGCT 器件的链式（级联）结构电压型逆变器，输出 10kV 额定交流电压和 1.7kA 额定相电流。装置的主电路结构如图 10.5-12 所示。每相由 10 个单相逆变桥串联而成，其中 2 个冗余运行。每个逆变桥有独立的直流电容电压，其中一相链式电路如图 10.5-13 所示。逆变开关器件采用 4.5kV/4kA IGCT—5SHY35L4510，最大工作直流电压 2.3kV。反并联二极管采用 5SDF16L4502，直流电容为 8000μF，L_A、D_A、R_A 和 C_{CL} 构成阳极钳位电路，S 和 R 构成直流电容放电电路。每相连接电抗为 2.88mH，分成两个 1.44mH 电抗布置。每相 IGCT 阀两端连接一台氧化锌避雷器，用于对 IGCT 阀进行瞬态过电压保护。

STATCOM 每个单相逆变桥可产生 3 个电平（$+V_{dc}$，0V，$-V_{dc}$）输出，通过 N 个单相逆变桥串联，一个周期可

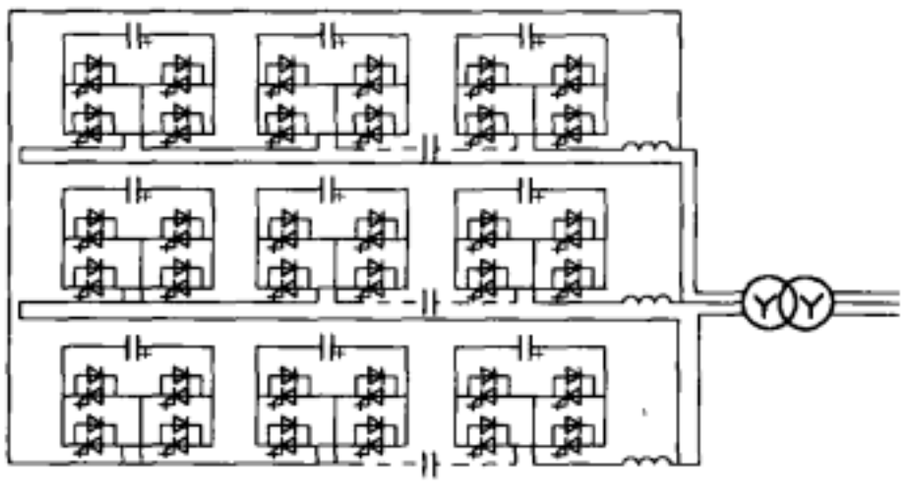


图 10.5-12 50Mvar 链式 STATCOM 主电路结构

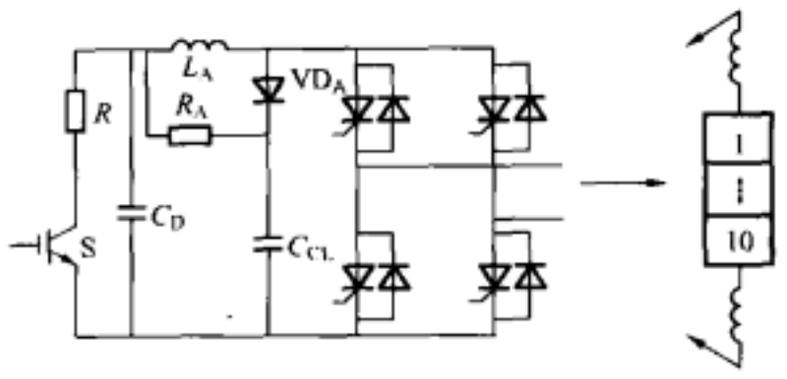


图 10.5-13 ±50Mvar 链式 STATCOM 一相电路结构

发出 $2N+1$ 级阶梯波电压，在±50Mvar 链式 STATCOM 中，$N=10$。图 10.5-13 中包括单相桥的钳位电路。三相链式逆变器的各相输出两端分别连接一个空心电抗器后组成三角形连接，以适应分相控制。

3.4.3 PWM 控制策略

±50Mvar 链式 STATCOM 为了保证串联的单相桥输出基波电压相位相同并消除低次谐波，采用优化 PWM 控制技术，与载波 PWM 移相相比，具有谐波含量少、损耗低的优点。考虑到装置的效率和器件的散热问题，STATCOM 的开关频率不宜超过 150Hz，因此每个逆变桥的开关频率固定在 50Hz。

链式 STATCOM 所使用的优化 PWM 方法是以消除特定谐波为目标，并在离线状态计算各调制比条件下所有单相桥的开关角度，存储在开关模式表中，应用于装置的实时控制。采用优化方法能够保证并网前逆变器交流输出电压总谐波畸变率（THD）小于 5%，并网后逆变器输出相电压和线电流的 THD 小于 3%。图 10.5-14 和图 10.5-15 分别示出了 STATCOM 吸收和发出 50Mvar 无功时的电压和电流波形。

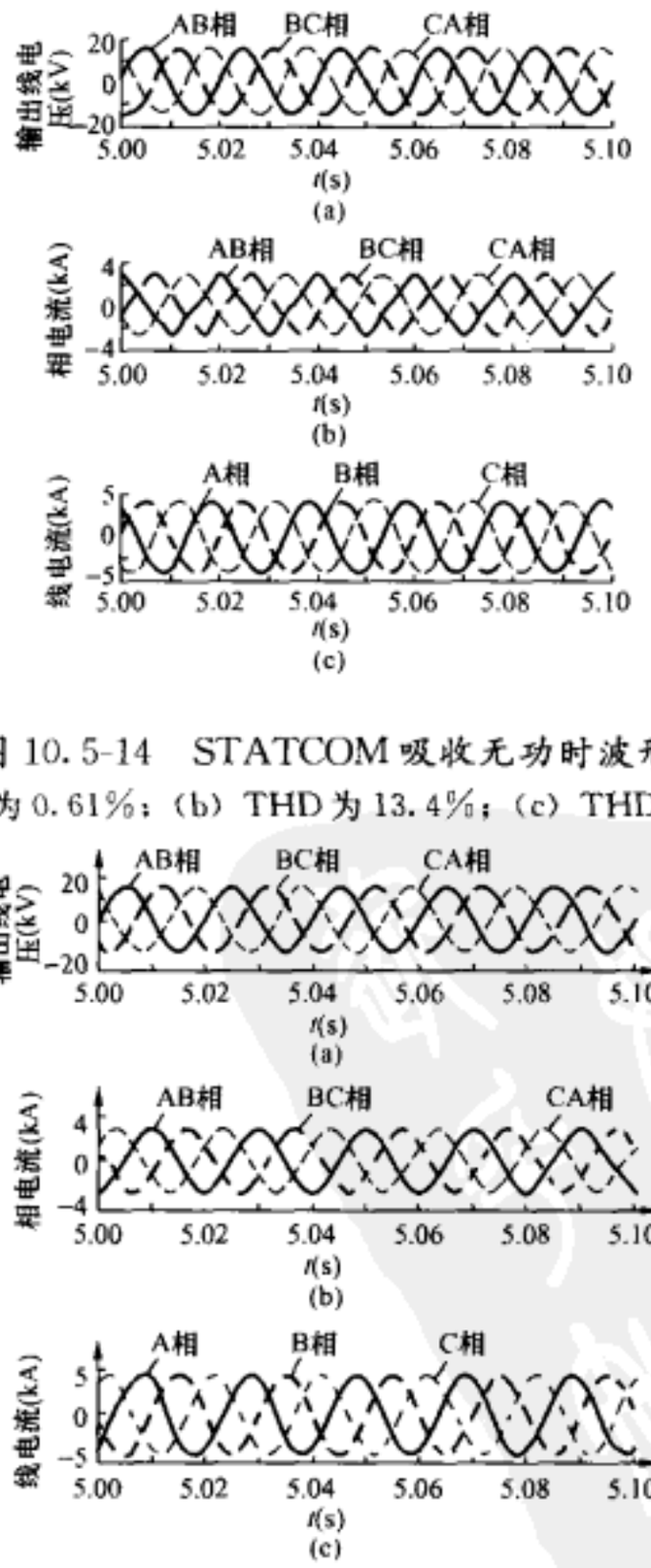


图 10.5-14 STATCOM 吸收无功时波形

（a）THD 为 0.61%；（b）THD 为 13.4%；（c）THD 为 0.45%

图 10.5-15 STATCOM 发出无功时波形

（a）THD 为 1.34%；（b）THD 为 9.9%；（c）THD 为 1.93%

3.4.4　基本运行策略

基本运行策略为：①采用电压控制，控制点选为西郊变电站 220kV 母线；②日常电压调节采用 PI 控制，设有调节容量限幅，留有动态无功备用；③对暂态电压变化，装置快速达到满发或满吸状态；④不对称故障下，采用分相控制。

基本运行策略如图 10.5-16 电压—无功曲线所示，其中：①A—G，感性额定运行；②B—C，PI 闭环控制；③C—D，容性限幅输出；④E—F，容性额定运行。一般，装置本身往往从感性额定容量到容性额定容量的整个运行范围内，都根据系统电压变化进行闭环 PI 控制。状态③的设计是为了留有一定的动态无功备用（$Q_{+\max}-Q_{+\min}$）以应对动态电压变化。H—G，I—J 表示电压变化率较大时（发生了动态电压问题），直接进行额定无功补偿。K—L/D—E 滞环控制，是为了防止电压变化在某一范围内时发生状态③和状态④之间的跳转振荡，保证系统的稳定性。

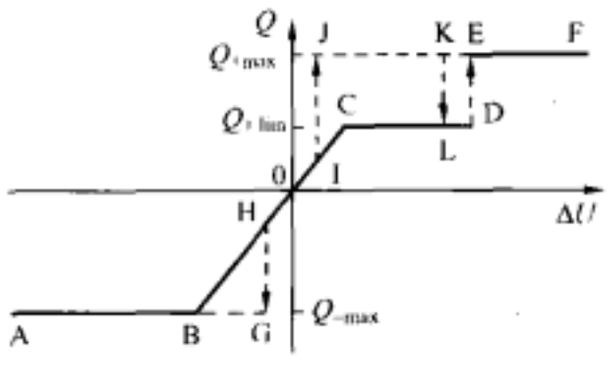


图 10.5-16　STATCOM 的基本运行策略

3.5　并联电抗器补偿

并联电抗器是并联于电力网上的用于吸收无功功率的一种线性电抗器。其优点是结构简单、维护方便、运行可靠、工作噪声水平较低、损耗较小。缺点是不能调节，短时过负荷能力较低。

用于超高压输电线上的高压电抗器，其主要功能是：①在线路空载或轻载运行情况下吸收无功功率，控制电网最高运行电压不超过规定值，改善电网的无功潮流分布，降低线路损耗，降低同步操作时断路器两侧的电压差；②在系统操作和故障情况下，限制工频过电压和操作过电压，降低系统的绝缘水平；③防止发电机带空载长线时发生自励磁；④降低发电机功率因数，减少发电机进相运行，提高系统的稳定性。⑤改善沿线的电压分布，增加系统的稳定性和送电能力。

超高压并联电抗器在中性点与地之间串接一小电抗后，还可以：①防止线路不对称开断时可能产生的谐振过电压；②限制潜供电流的容性分量，提高线路单相重合闸的成功率，有利于实现快速单相自动重合闸。

超高压线路是否要装设并联电抗器，应先做以下计算分析：①各种运行方式下，线路首末端工频过电压水平是否超过规定值；②发电机带空载长线时是否会发生自励磁；③系统无功平衡状况，是否仅由发电机来承担无功平衡就能满足要求。

关于感性无功补偿的安装容量，通常按照线路充电功率的 70%进行补偿，一般长线路（大于 200km）在两端各装一组。例如 500kV 线路，每 100km 线路的充电功率是 110Mvar，则线路两端各加并联电抗的无功功率为：$Q_R=\frac{l\times 110}{2\times 100}\times 0.7$Mvar，$l$ 为线路长度，km。

1972 年投运的 330kV 刘家峡—关中输电线路（起自甘肃刘家峡水电站，经天水秦安变电站，至陕西关中地区汤峪变电站），全长 534km，线路传输功率 420MW，采用 3×30Mvar/363kV 并联电抗器。1981 年投运的我国第一条 500kV 平顶山—武昌输电线路（由姚孟发电厂引出，经湖北荆门双河变电所至武昌凤凰山变电所），全长 595km，线路传输功率 1000MW，在姚孟电厂至双河变电所两侧都装设并联电抗器，其中性点经小电抗接地，以降低潜供电流值。这些我国最早投运的并联电抗器仍在运行中。

3.5.1　并联电抗器的补偿度

超高压并联电抗器补偿度的定义为：并联电抗器容量与线路充电功率之比值。即

$$K_B=Q_L/Q_C \tag{10.5-18}$$

式中：Q_L 为超高压并联电抗器容量，MVA；Q_C 为超高压线路的充电功率，Mvar。K_B 一般取 40%～80%，因 80%～100%是一相开断或两相开断的谐振区，应避免采用。我国 330kV 刘天关线路 K_B 为 38%；500kV 平武线 K_B 为 60%，瑞典 400kV 线路 K_B 为 75%；加拿大 735kV 线路 K_B 为 66%，美国 750kV 线路 K_B 为 70%。

3.5.2　设备选型

超高压并联电抗器可选用单相式或三相式。应结合设备制造和运输条件综合考虑。三相电抗器消耗材料及投资均较节省，设备价格约低于单相电抗器的 20%～25%。DL 5014—1992中规定：如选用三相式并联电抗器，其铁心应选用三相五柱式，其原因是：①三相三柱式电抗器要求其中性点小电抗 L_0 具有较大的阻抗值，中性点绝缘水平较高；②在系统非全相运行时，三相三柱式电抗器易发生工频谐振；③当采用单相重合闸时，单相断开后，其他两相的磁通通过断开相的铁心柱，使故障点的潜供电流增大，不利于灭弧；④三相五柱式电抗器的零序电抗与单相电抗器的零序电抗相同，可选择相同的中性点小电抗和绝缘水平。

3.5.3　装于发电厂或变压器第三侧的并联电抗器

为了系统无功平衡，当超高压并联电抗器的安装容量不能满足要求时，要求在发电厂或变电所内安装电压较低的电抗。在 500kV 变电站的 35kV 或 66kV 侧装设电抗器，为电网提供可调节的感性无功，从电网吸收多余的容性无功；大中城市 110kV 及以下配电网电缆化的比例增加，容性充电功率亦相应增加，也要增装一定数量的电抗器，以实现无功功率分层平衡。

由并联电容器与并联电抗器共同组合的成套补偿装置，其电压等级与变电站主变压器三次侧电压相一致，有 63、35、15.75kV 等。成套装置分别用断路器按照设定的顺序和电网的运行参数对并联电容器和并联电抗器进行投切，调节性能为阶梯式，同时可具备交流滤波的功能，以减少母线电压波形的畸变。整套补偿装置的有功损耗一般小于 0.3%。采用自动投切时，自动投切装置的动作时间与断路器全分闸时间之和为 0.05～0.1s。

装于 500kV 变电站三次侧母线上的中压等级并联电抗器，优先选用干式空心单相电抗器的组合，也可以选用三相油浸铁心式并联电抗器。并联层式结构的干式空心电抗器与三相油浸式电抗器对比，其优点是：①空心电抗器具有良好的线性特性；②油浸铁心式电抗器常发生漏油、绝缘油性能不合格、因漏磁引起的局部过热及油箱发热等故障甚至发生内部金属性短路事故，干式电抗器则无上述故障或缺陷；③价格较低。

3.6　可控并联电抗器补偿

我国西北电网 750kV 线路在传输小功率时，并联电抗器可充分补偿线路容性无功和限制工频过电压，但当传输功率接近于自然功率时，线路中的容性和感性无功恰好自我补

偿，并联电抗器的存在，反而会使线路电压降低，且其无功电流在电网中造成附加的有功损耗。为此西北电网 750kV 线路采用了磁饱和可控电抗器，它能随线路传输功率的变化而自动平滑地调节自身的容量，且能降低线路操作过电压水平，提高了电网的运行效益。西北电网安装可控高压电抗器的目的为：限制工频过电压；提高大负荷方式下的电压，降低网损；提高系统暂态和动态稳定性，提高陕甘断面输送能力。

3.6.1 可控电抗器结构及特性参数

（1）磁饱和可控电抗器结构。磁饱和可控电抗器通过直流控制电流的励磁改变铁心的磁饱和度，能平滑调节无功输出。超高压磁阀式可控电抗器接线原理见图 10.5-17，它由 4 柱铁心和绕组组成，中间两个铁心柱为工作铁心，上面分别对称绕有主绕组 N 和控制绕组 N_k，N_k 与 N 电气上隔离。每一中间铁心柱的 N_k 有抽头比 $\delta=N_2/N_k$ 的抽头，它们之间接有晶闸管 T1、T2；不同铁心上下两个 N 交叉连接后并联至电源。由于晶闸管接于 N_k 抽头间，其上电压约为系统额定电压 0.5%。可控电抗器输出电流大小取决于晶闸管触发延滞角 α，α 越小，产生的控制电流越强，铁心磁饱和度越高，输出电流越大。因此，改变 α 可平滑调节电抗器容量。磁阀式可控电抗器具有自耦励磁功能，不需单独的直流控制电源。

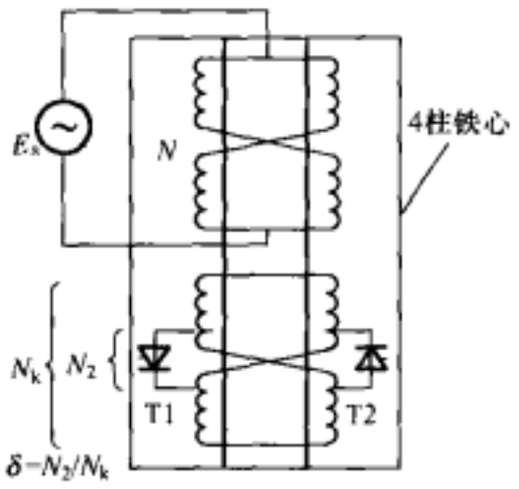


图 10.5-17 超高压磁阀式
可控电抗器接线原理

（2）可控电抗器特性参数。750kV/180MVA 可控电抗器参数见表 10.5-7。

表 10.5-7 750/180MVA 可控电抗器技术特性参数

额定容量（MVA）	相数	频率（Hz）	工作电压（kV）	容量调节范围（MVA）	最大过载容量（MVA）	电流变化（A）	空载损耗（kW）	负载损耗（kW）
60	1	50	750	1.4～60	120	5～139	50	250

3.6.2 可控电抗器对 750kV 系统电压控制

西北电网部分结构见图 10.5-18，在可控电抗器容量调节范围内，节点可控电抗器额定容量等于同节点普通电抗器容量，且容量可在 30%～100%额定容量间变化。

根据设计，750kV 系统最高运行电压 787kV 或 800kV。可控电抗器配置为：满坪侧 300MVA，兰州东侧 360MVA，平凉东西两侧分别 270MVA 和 360MVA，关中 270MVA。所有可控电抗器容量在 30%～100%内可调。表 10.5-8 为夏大运行方式下的电压计算结果，表中“控”字为接入的可控电抗器，“控、控”为节点两侧均接有可控电抗器，其容量按 S_N 值改变（S_N 为额定容量）。满坪、兰州东、平凉、关中分别为图 10.5-18 中①～④节点。

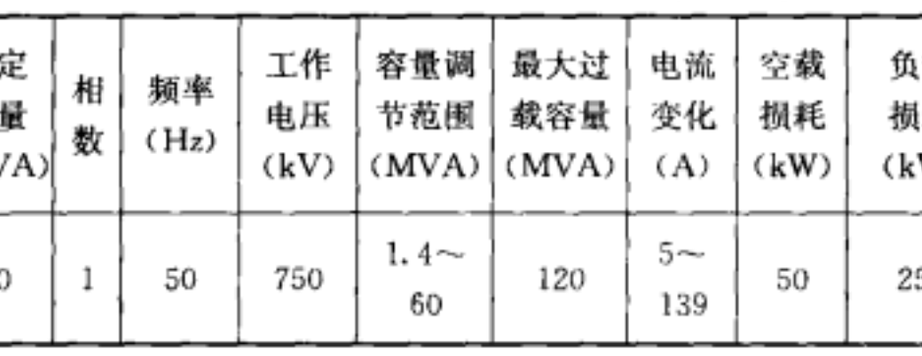


图 10.5-18 西北电网结构（部分）

表 10.5-8 2006 年夏大方式工频过电压倍数

线路负载	站址			
	满坪(控)	兰州东(控)	平凉(控、控)	关中(控)
S_N	1.000	1.004	0.993	0.996
$S_N/2$	1.060	1.069	1.081	1.067
$S_N/3$	1.081	1.093	1.109	1.094
0	1.133	1.129	1.166	1.130

可见，夏大运行方式下，可控电抗器投入时，可将各节点运行电压限制在最高运行电压内。

3.6.3 可控电抗器限制合闸过电压

整个电抗器组在合闸瞬间所呈现的容量约为额定值的 2/3。为将合闸过电压限制在更低水平，采用合闸电阻与可控电抗器配合的限压方式，合闸操作时先将电阻投入 8ms 后将电阻短接。过电压倍数与合闸电阻的关系见表 10.5-9。可见，过电压倍数开始随合闸电阻增加而减小，电阻 R 约 200Ω 时达到最小值，随后单调上升。

表 10.5-9 过电压倍数与合闸电阻的关系

合闸电阻（Ω）	50	100	200	300	400	500
过电压倍数	1.59	1.38	1.25	1.38	1.5	1.6

3.6.4 提高传输能力，改善稳定性

可控电抗器快速调节无功的能力可大大改善系统暂态稳定性，并将 750kV 线路的输电能力提高到自然功率，即 2300MW。

3.7 串联电容器补偿

大房（大同一房山）双回 500kV 线路是向北京地区送电的重要通道，其中大房Ⅰ线全长 286km，房Ⅱ线全长 288km。大房Ⅰ线房山侧以及大房Ⅰ线线路两侧分别装有额定容量 3×50MVA 的高抗，其中性点小电抗阻抗值为 500Ω。根据电网发展的需要，为了提高大房线输送容量和大房线稳定极限，采取了双回加装串联电容补偿装置的技术措施。安装地点为大房线途经的蔚县。对于大房Ⅰ线，大同一蔚县段长 125km；对于大房Ⅱ线，大同一蔚县段长 127km。图 10.5-19 为大房串补装置的一次主接线图。

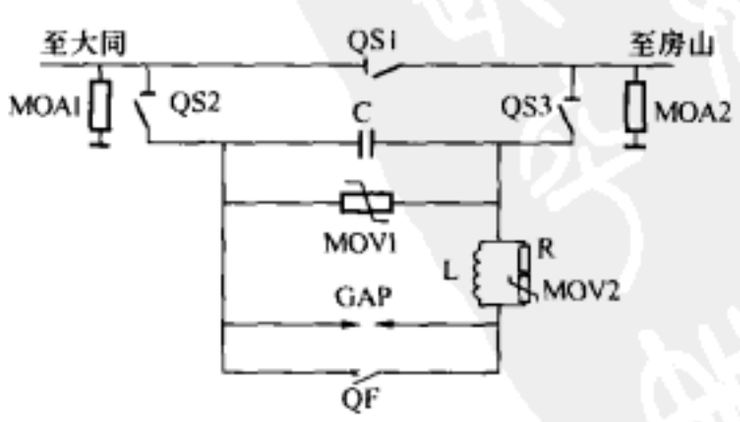


图 10.5-19 大房串补装置一次主接线

QS1—线路旁路隔离开关；QS2、QS3—串联隔离开关；C—串补电容器；GAP—放电间隙；QF—旁路断路器；MOV1、MOV2—金属氧化物限压器；R，L—阻尼回路；MOA1，MOA2—线路避雷器

串联电容器补偿装置选用固定式常规串补，采用带间隙（MOV）保护方式，其主要参数为：系统额定电压 500kV，系统最高运行电压 550kV；串补度 35%，每回装置容量为 375.6Mvar，额定电流为 2100A，30min 过负荷能力 2835A；串补容抗 28.48/相（20℃）；MOV 额定容量 30MJ；阻尼电阻 9.8Ω，阻尼电感 607.7mh。

串补线路在区外故障时，放电间隙和旁路断路器不允许动作，由 MOV 来承担故障能量；区内故障时，放电间隙首先击穿，由于间隙不带灭弧能力，必须合旁路断路器；单相故障电容器重投时间为：故障切除时间 0.1s＋线路重合闸时间 1s＋断路器失灵保护切除故障时间 0.45s。

华北电网的“大—房 500kV 线路加装串联电容补偿装置”在 2001 年 6 月投入运行，大房双回线路送电稳定极限提高 30%以上，解决了东北、华北联网后大房双回稳定极限下降的问题；充分利用已有的线路走廊，减少了土地占用，降低了成本，经济效益十分显著。

3.8　可控串联电容器补偿

世界上投运的可控串补装置还不多，成碧可控串补装置是中国第一个国产化的可控串补工程和世界上第七个可控串补工程，也是世界上串补度和串联阻抗最大的全可控串补工程。

3.8.1　甘肃成碧可控串补装置

甘肃陇南地区的碧口水电厂通过一回 140km 的成县—碧口 220kV 线路与成县变电所相连，该线路输送的电力在成县消纳一小部分后经一回 120km 成县—天水 330kV 线路送入甘肃主网，系统结构图如图 10.5-20 所示。

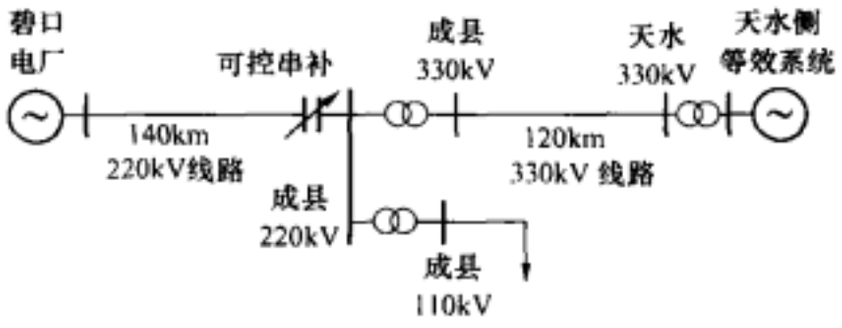


图 10.5-20　甘肃成碧线结构图

该地区最大送出功率为 356.6MW，但碧口—成县单回 220kV 线路的暂态稳定最大送电功率约为 235MW，静态稳定最大送电功率约为 332MW，不能满足碧口地区的最大送出电力要求，而且该系统还存在着明显的低频振荡。另外，碧口—成县线路的沿途几乎均为山区，输电走廊紧张，架设第二回输电线路造价高，还要砍伐大量森林，工程难度很大。

成碧可控串补采用固定与可控混合串补装置，其主接线图见图 10.5-21。带有保护间隙的整套固定串补（FSC）装置布置于大平台，晶闸管阀组件布置于小平台，中间用隔离开关相连，相控电抗器位于两平台中间。整套装置可通过一次电气或控制系统的切换实现按可控串补或固定串补模式运行。一旦晶闸管阀体及其辅助系统故障，可以通过隔离开关使其退出运行，控制系统将控制模式切换为固定串补模式运行。

（1）晶闸管阀组件。可控串补装置的阀由 26 层晶闸管阀层组成，每个晶闸管阀层由反并联的晶闸管对、触发和检测板（TE 板）、阻容吸收回路、直流均压电阻等组成。三相相控晶闸管阀容量达 100Mvar，每相相控阀的额定连续电压为 26.3kV，10s 过电压达 47.4kV，额定连续电流为 920A，10s 过电流达 1683A。晶闸管阀采用电触发晶闸管

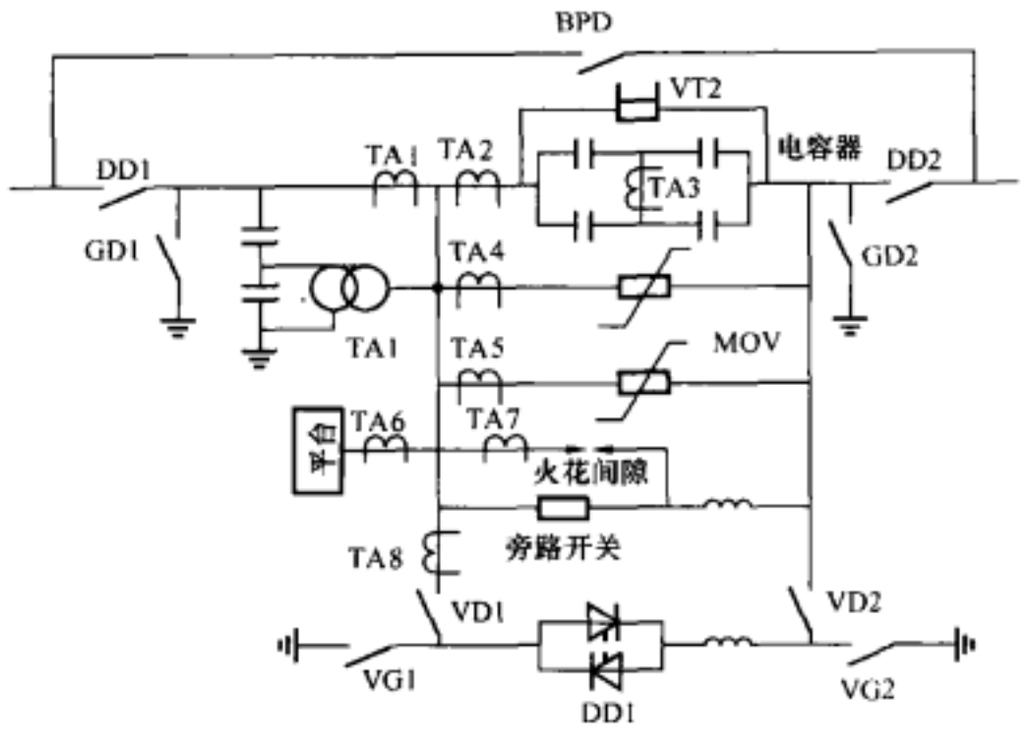


图 10.5-21　成碧 220kV 可控串补主接线图

（ETT），其触发系统基于多模星型耦合器，采用冗余的光纤触发通道，提高了晶闸管阀触发信号的可靠性。TE 板采用电压和电流复合取能方式，扩大了可控串补装置的工作范围；TE 板还可以自动辨别阀控系统的触发命令，实现三种触发方式的无缝转换，具备专有的自纠错功能。晶闸管阀层采用击穿二极管（BOD）进行快速保护，并采用密闭式水冷却方式。

（2）阻尼装置。采用电抗器加 MOV 串电阻器的阻尼回路设计。阻尼电抗器采用干式空心电抗器，额定电感为 285μH；线性电阻的额定电阻为 4Ω；自振频率为 752Hz；限制电容器组的最大电流峰值小于 50kA；限制间隙中的最大电流峰值小于 100kA；电容器组的放电电压衰减至 10% 以下的时间小于 5ms。采用串联无感陶瓷电阻片解决多柱 MOV 并联时的均流问题，阻尼回路 MOV 各柱间电流的不平衡系数小于 2%，提高了阻尼回路的可靠性。

（3）保护控制系统。成碧可控串补既要提高系统的暂态稳定性又要阻尼低频振荡，其控制器的结构如图 10.5-22 所示。阻抗控制方式可根据运行需要选择开环或闭环控制，暂态控制环节可根据开关动作信号对串补实施强补，阻尼低频振荡环节采用 PID 控制。其中，X_{TCSC0} 是串补的目标阻抗，X_{TCSC1} 是串补的测量阻抗，X_{TCSC} 是串补的输出阻抗，P_{L0} 是故障前的稳态功率，P_L 是当前功率。

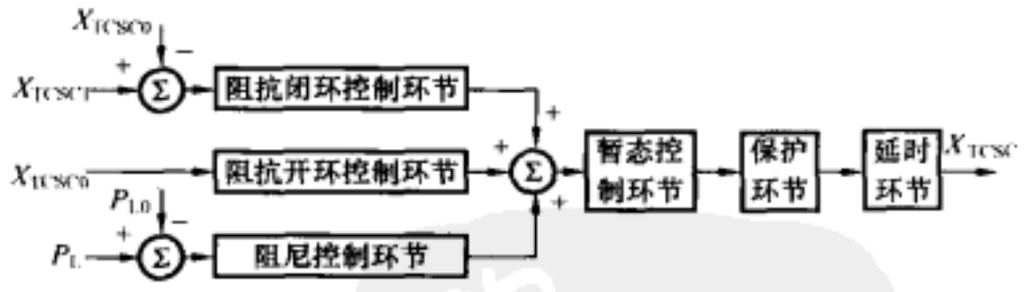


图 10.5-22　控制器结构

控制系统采用了双系统配置，互为备用。各自独立完成测量、数据采集、控制保护调节系统、当地工作站站控系统、阀的监测和控制系统以及故障录波和回放系统等工作。

数据采集系统将被测模拟量通过电光集中转换为数字量后，经光纤传递到保护控制系统。利用激光送能与线路取能相结合的模式可为测量系统提供可靠的能量。系统通过优化设备布置，采用屏蔽、接地、隔离和滤波等措施，提高了设备的抗干扰能力。

控制保护系统具有当地和远程控制、晶闸管触发及监护、与水冷却控制系统相连以及“五防”等功能，能与线路保护配合。

（4）限压器。用于限制线路工频过电压的金属氧化物限

压器 MOV，采用多柱并联结构，每四柱为一个单元。金属氧化物电阻片的伏安特性具有一定的分散性，为防止因分流不均造成限压器损坏，采用了独特的配片技术，使 MOV 各柱间的最大电流不平衡系数的预测值不超过 1.5%。两组 MOV 之间的电流不平衡系数为 0.29%。

（5）保护间隙。火花间隙采用单间隙型式，由闪络间隙和续流间隙构成。闪络间隙为羊角型间隙，续流间隙电极采用了耐电弧烧蚀的材料，在电极上加工了能使电弧弧根受电动力影响而移动的电流导向斜槽，使电弧弧根在电极表面均匀地循环燃烧。

闪络间隙的自击穿电压一般比 MOV 残压高 10%，闪络间隙两侧的电极上分别安装了点火装置，当间隙上的电压瞬时值达到 1.83p.u.（约 68kV）以上时，如果触发系统接到了来自地面保护系统的触发命令，则点火装置将闪络间隙击穿形成电弧。对火花间隙的去游离性能试验结果，在 40kA（有效值）持续 100ms 后，间隙的绝缘在 460ms 内可恢复到 35kV（有效值）以上。

甘肃成碧 220kV 可控串补工程的主要技术参数如表 10.5-10 所示。

表 10.5-10 成碧 220kV 可控串补工程的主要技术参数

主要技术参数	参 数 值
电容	146.6μF
容抗	21.7Ω（1.0p.u.）
电容组基本容量	95.4Mvar（三相）
阻抗调节范围	21.7～54.2Ω（容性）
长期工作容抗	23.9Ω（1.1p.u.）
额定电流	1.1kA
TCSC 额定无功功率	86.6Mvar（三相）
TCSC 额定电压	26.3kV（1.0p.u.）
电抗器工频电抗	3.45Ω（10.89mH）
MOV 能量	10MJ/相
保护水平	2.3p.u.（峰值）

3.8.2 甘肃成碧可控串补系统主要特点

（1）可控串补使成碧线的输电能力提高了 33%，增幅达 100MW。该装置是世界上首套常规和可控混合串补装置，也是世界上基本串补度和串联容抗最大的全可控串补装置，基本串补度达 50%。

（2）串补装置实现了可控串补控制、保护、调节和采集系统的独立双系统设计，可以在线相互校验、可靠切换，提高了保护控制系统的可靠性；采用电光集中转换模式和高效、全封闭、多层次的电磁屏蔽设计，提高了测量系统的抗干扰能力；利用激光送能与线路取能相结合的模式为测量系统提供可靠的能量。

（3）采用了独特的配片技术，使 MOV 各柱间的最大电流不平衡系数的预测值不超过 1.5%。两组 MOV 之间的电流不平衡系数为 0.29%。

（4）强制性触发间隙由闪络间隙和续流间隙构成，特殊设计的结构以及触发和同步电路、双重化的触发控制系统使闪络间隙具有精确的击穿电压和较高的可靠性，提高了续流间隙的抗电弧烧蚀能力。

（5）基于电抗器加 MOV 串电阻器的阻尼回路设计采用串联无感陶瓷电阻片解决了多柱 MOV 并联时的均流问题，阻尼回路 MOV 各柱间的电流不平衡系数小于 2%。

（6）成碧可控串补工程为世界上单阀承受电压能力最大的可控串补工程，在大功率晶闸管串联技术以及 TE 板取能和自纠错设计技术方面具有独到之处。

4 无功补偿优化

无功补偿优化规划是在某规划水平年内，根据电网的扩展和负荷的变化情况，合理地配置和调整系统中的无功电源，如合理地选择无功补偿设备的安装地点和容量，配置发电机的电压调节设备，设置变压器的分接头等。合理的无功补偿点的选择以及补偿容量的确定，能够有效地维持系统的电压水平，提高系统的电压稳定性，避免大量无功的远距离传输，从而降低有功网损，提高系统运行的经济性。简言之，无功补偿优化规划需要确定无功补偿设备的最优安装位置、类型和容量，以达到用尽量少的无功投入（或尽量少的无功补偿设备投资），最大限度地改善电压质量、降低网损。

为此我国先后在 2004 年颁布了《国家电网公司电力网电能损耗管理规定》、《国家电网公司电力系统电压质量和无功电力管理规定》和《国家电网公司电力系统无功配置技术原则》，形成了《国家电网公司电能损耗无功电压管理规定及技术原则》。以前还有国家电力公司农电工作部 2002 年 1 月发布《国家电力公司农村电网电压质量和无功电力管理办法》；中华人民共和国能源部 1989-03-02 发布的 SD 325—1989《电力系统电压和无功电力技术导则（试行）》；中华人民共和国能源部 1993 年 3 月 17 日发布的《电力系统电压质量和无功电力管理规定（试行）》；国家技术监督局 1990 年 4 月 20 日发布的 GB 12325—1990《电能质量供电电压允许偏差》等规定。同时还有在 2006 年修订完成的《城市电力网规划设计导则》。以上导则和规定都对我国电网的无功补偿和电压调整提供了原则和指导意见。

4.1 电网无功补偿原则

从电网安全经济运行和保证供电质量的角度出发，应该尽量减少无功功率在线路上的流动，因此无功补偿的基本原则就是使用户的无功负荷和电网无功需求尽量就近供应。

4.1.1 按电压原则进行补偿

按电压原则进行无功补偿的基本要求：满足负荷对无功电力的基本需要，使电压运行在规定的范围内，以保证电力系统运行安全和可靠。当电厂出线电压在 220kV 及以下时，其母线电压一般不宜高于额定电压的 10%。因此，各级电网的送受端允许有 10%的电压降。从利用发电机无功容量考虑，按电压原则进行无功补偿，可以让线路多输送些无功电力给受端。这一原则适用于无功补偿容量少，尚不能按经济补偿原则来要求的电力系统。按电压原则补偿，使电网中无功流动量加大和流动距离增加，电网有功损耗也相应提高。

4.1.2 按经济原则进行补偿

在无功补偿设备充裕，电网运行管理水平较好的情况下，并联无功补偿应按减少电网有功损耗和年费用最小的经济原则进行补偿和配置，即就地分区分层平衡。500(330)kV 与 220(110)kV 电网层间，应提高运行功率因数，甚至不交换无功。一个供电公司是一个平衡区，一个 500kV 变电站可作为一个供电区，35～220kV 变电站均可作为一个平衡单位，以防止地区间、变电站间无功电力大量窜动。对用户则要求最大有功负荷时，功率因数补偿到 0.98～1.0，而且要求补偿容量随无功负荷的变化及时调整平衡，不向系统送无功。

4.2　无功补偿设施安装地点及其容量

（1）330kV及以上电压等级，一般在线路上配置高压电抗器，变电站内也应有足够的无功调节能力，可根据限制工频过电压的要求进行线路上高压电抗器的配置；变电站内低压电抗器的配置容量主要用于补偿线路轻载时高压电抗器容量的不足，变电站内电容器的配置容量主要用于补偿变压器的无功需求，也兼顾系统调压。

（2）220kV变电站应有较多的无功调节能力，使高峰负荷时，变压器220kV侧功率因数达到0.95以上，电容器容量应经计算确定，一般可取主变压器容量的15%～30%，且单组容量不宜过大，宜采用分组投切以利于电压调整和避免投切振荡。

（3）当变电站带有大容量无功设施时，如长距离架空线或电缆，应考虑是否需装设并联电抗器以补偿由线路电容产生的无功功率，并联电抗器容量应经计算确定。

（4）35～110kV变电站内安装的电容器应使高峰负荷时，变压器35～110kV侧功率因数达到0.95及以上，电容器容量应经计算确定，一般取主变压器容量的10%～30%，可多分组配置，且单组容量不宜过大，以利于电压调整和避免投切振荡。

（5）在20kV或10kV配电站中安装无功补偿设施时，应安装在低压侧母线上，电容器应使高峰负荷时，配电变压器低压侧功率因数达到0.95以上，并应注意不应在低谷负荷时使功率因数超前或电压偏移超过规定值；当电容器能分散安装在低压用户的用电设备上时，配电站中也可不装电容器。

（6）在供电距离远、功率因数低的20kV或10kV架空线路上也可适当安装电容器，平时不投切，其容量（包括用户）一般可按线路上配电变压器总容量的7%～10%计（或经计算确定），但不应在低谷负荷时使功率因数超前或电压偏移超过规定值。

（7）中压用户的功率因数应该达到0.95及以上，安装的电容器可以集中安装，亦可以分散安装。前者必须能按运行需要自动投切，后者安装于所补偿的设备旁，与设备同时投切，二者中以分散安装的方法较好。

（8）提倡低压用户提高功率因数。

4.3　电网无功补偿优化计算

经济合理地配置无功补偿设备，是电力系统经济运行和节省电力建设投资的重要方面。但要做出最佳补偿容量和配置方案，其计算工作量很大。现代计算工具已给无功补偿优化工作提供了软、硬件基础。

4.3.1　无功补偿容量配置的简单计算

（1）电网所需总的无功补偿容量一般可按K值进行简单估算

$$K=\frac{Q_m}{P_m} \tag{10.5-19}$$

式中：P_m为电网最大有功负荷，kW；Q_m为对应P_m所需的无功设施容量，kvar。Q_m包括地区发电厂无功功率，电力系统可能输入的无功容量，运行中的无功补偿设施容量（包括用户）和线路充电功率之总和。K值的大小与电网结构、电压层次和用户构成有关，可计算得出，一般可选1.1～1.3。

（2）根据无功分区分层平衡的原则。可用式（10.5-20）计算局部电网所需增加的电容器容量

$$Q_C=\left[\left(\frac{1}{\cos^2\varphi_1}-1\right)^{1/2}-\left(\frac{1}{\cos^2\varphi_2}-1\right)^{1/2}\right]P_L \tag{10.5-20}$$

式中：Q_C为所需增加的电容器容量，kvar；P_L为局部电网的实际最大负荷，kW；$\cos\varphi_1$为无功补偿前的功率因数；$\cos\varphi_2$为无功补偿后要求达到的功率因数。

（3）电网中各电压等级无功补偿装置的容量配置，也可采用可同时进行全网无功优化补偿的计算程序经计算确定。

4.3.2　无功补偿容量配置的优化计算

4.3.2.1　目标函数

无功优化补偿所要追求的目标可以是各种各样的，诸如网损最小，年运行和投资费最小等。从经济角度评价无功补偿优化的效果，就是将无功补偿后的网损减小、电价、设备投资费用、设备折旧都考虑在内，其目标函数如下

$$\min f_Q=K_d P_{lmax}\tau+\sum_{k\in N_c}Q_k P_c\frac{r(1+r)^m}{(1+r)^m-1} \tag{10.5-21}$$

式中：K_d为系统的有功电价；P_{lmax}为系统最大负荷时的有功损耗；τ为系统年最大负荷损耗的时间；Q_k为某节点的无功补偿容量（感性或者容性），kvar；P_c为无功补偿的容量的单价；r为无功补偿设备折旧率；m为折旧年限；N_c为无功补偿节点数。

4.3.2.2　约束条件

为了保证系统的安全运行和电能质量，上述目标的约束条件包括潮流方程（等式约束）和无功补偿容量、变压器分接头和电压幅值约束等（不等式约束）。

潮流方程约束

$$\begin{cases}P_{is}-U_i\sum\limits_{j\in i}U_j(G_{ij}\cos\theta_{ij}+B_{ij}\sin\theta_{ij})=0\ (i\in N_i, i\neq s)\\ Q_{is}-U_i\sum\limits_{j\in i}U_j(G_{ij}\sin\theta_{ij}-B_{ij}\cos\theta_{ij})=0\ (i\in N_{PQ})\end{cases} \tag{10.5-22}$$

式中：P_{is}，Q_{is}为节点i的注入有功和注入无功；G_{ij}，B_{ij}为导纳阵中节点i和节点j之间的电导和电纳；θ_{ij}为U_i，U_j之间的相位差；N_i为与节点i有关的节点号集合，包括i本身；s为平衡节点；N_{PQ}为P—Q节点集。

电压约束：$U_{imin}\leqslant U_i\leqslant U_{imax}$，$i\in N_B$　　(10.5-23)

其中，N_B为系统节点总数。这一约束条件保证了用户的用电电压幅值要求。

补偿容量和发电机无功功率约束：

$$Q_{imin}\leqslant Q_i\leqslant Q_{imax} \tag{10.5-24}$$

其中，Q_{imax}，Q_{imin}是节点i所安装的无功补偿装置投切容量上下限或者发电机节点无功功率的极限。

变压器分接头位置约束：

$$T_{Bmin}\leqslant T_B\leqslant T_{Bmax} \tag{10.5-25}$$

4.3.2.3　优化算法

由于电力系统的非线性、约束的多样性、连续变量和离散变量混合性，所以无功补偿优化是一类复杂的优化问题。已提出的方法归纳起来包括线性规划、非线性规划、人工智能方法和分解方法等。

将非线性无功优化模型线性化是一些算法的出发点，如基于灵敏度分析的无功优化潮流、无功综合优化的线性规划内点法等。在求解方法上，大多采用分段线性或逐次线性化逼近非线性规划问题，然后利用线性规划方法求解。基于线性规划的方法计算速度快，但由于忽略了高阶项，难以获得全局最优解且收敛性难以保证。

针对线性规划方法的不足，又提出了一些非线性规划算法，混合整数规划、约束多面体法和非线性原—对偶算法等。尽管这些方法能在理论上找到最优解，但由于无功优化本身的特性，使计算复杂、费时，且不能保证可靠收敛。对带约束的非线性无功补偿优化问题，非线性规划方法的基本思想是利用拉格朗日乘子法或罚函数法建立增广目标函数，将原问题转化为无约束的非线性规划问题，然后利用不同的数学优化方法求解。常用的方法包括简化梯度法、牛顿法、二次规划法等。近年来，由于内点法具有收敛速度快、鲁棒性强且对初值不敏感的优点而得到了广泛应用。非线性规划方法的缺点是计算量大，难以处理离散变量。

目前对线性或者非线性规划问题的求解方法最多的是内点法及其相应的改进算法。内点法主要有三类，即投影尺度法、仿射尺度法和路径跟踪法，其中以路径跟踪内点法最具发展潜力。它本质上是牛顿法、拉格朗日函数和对数壁垒函数三者的结合，具有二阶收敛性和数值鲁棒性。通过消去松弛变量和部分拉格朗日乘子变量，使得在迭代中求解的线性方程组系数矩阵为对称稀疏矩阵。试验结果表明，当系统的约束条件和变量数目增加时，迭代次数变化较少，即迭代次数对约束和变量的数目不敏感，可以从任意初始点开始，不需要保证寻优过程沿原—对偶路径，最终收敛于最优解，而且具有稳定的收敛性能。

虽然以上方法已逐渐解决了不等式约束的处理、计算速度、收敛性和初始点等方面的困难，但对离散变量的处理还没有成熟的解决方法。在无功规划问题中，离散变量的处理又尤为重要，包括电容器分组和变压器的分接头设置。随着计算机和人工智能等技术的发展，出现了多种基于人工智能求解的新方法，包括遗传算法、模拟退火算法、Tabu 搜索法、神经网络等。人工智能方法具有全局收敛性，能精确处理离散变量，但属于随机搜索方法、计算速度较慢。其中最为成功和著名的算法是遗传算法。

遗传算法是一种基于自然选择和群体遗传机理的搜索算法。在利用遗传算法求解问题时，问题的每个可能的解都被编码成一个“染色体”，即个体，若干个个体构成了群体（所有可能解）。在遗传算法开始时，随机地产生一些个体（初始解），根据预定的目标函数对每个个体进行评价，给出了一个适应度值。基于此适应度值，选择个体用来复制下一代。选择操作体现了“适者生存”原理，“好”的个体被选择用来复制，而“坏”的个体则被淘汰。然后选择出来的个体经过交叉和变异算子进行再组合生成新的一代。这一群新个体由于继承了上一代的一些优良性状，因而在性能上要优于上一代，这样逐步朝着更优解的方向进化。因此，遗传算法可以看作是一个由可行解组成的群体逐代进化的过程。

编码与解码：取发电机机端电压，有载调压变压器分接头位置和并联电力电容器投入的步长为控制变量，即染色体。在实际系统的运行中，发电机机端电压可以运行在额定范围内的任何实数，而变压器分接头调节位置和电容器投入量步长都是按照整数变化的。为与实际情况相符，其编码采用混合编码的方式，即机端电压采用实数表示，而变压器分接头位置变化和电容器投入步长采用整数的编码方式，于是染色体可表示为：$X=[U_{g1},\cdots,U_{gn},|\ T_1,\cdots,T_l,|\ Q_{c1},\cdots,Q_{cm}]$。而实际所表示的机端电压和变压器实际变比以及补偿电容器的容量为其对应的解码

$$\begin{cases} V_{gi}=U_{gi} \\ t_i=1.0+T_i\Delta t_i \\ q_{ci}=Q_{ci}\Delta q_{ci} \end{cases} \tag{10.5-26}$$

式中：Δt_i 和 Δq_{ci} 分别表示变压器分接头调节的步进量和补偿电容器的单步长容量。

适应度函数选取式（10.5-21），也有的将不等式约束通过加权叠加到式（10.5-21）中，值越小表明适应度越好。

遗传操作是模拟生物基因的操作，它的任务就是根据个体的适应度对其施加一定的操作，从而实现优胜劣汰的进化过程。遗传操作包括三个基本遗传步骤：选择、交叉和变异。

选择：是指从群体中选择优良的个体并淘汰劣质个体的操作，它建立在适应度评估的基础上。适应度越大的个体，被选中的可能性就越大，它的“子孙”在下一代的个数就越多。选择出来的个体放入配对库中。

交叉：是指把两个父代个体的部分结构加以替换重组而生成新个体的操作。交叉的目的是为了能够在下一代产生新的个体，通过交叉操作，遗传算法的搜索能力得以飞跃性的提高。交叉是遗传算法获取新优良个体的最重要手段。交叉操作按照一定的概率（交叉率）在配对库中随机地选取两个个体进行，且交叉的位置也是随机确定的。

变异：是以很小的概率（变异率）随机地改变群体中个体的某些基因的值。它是一种局部随机搜索，与选择、交叉算子结合在一起，就能避免由于选择和交叉算子而引起的某些信息的永久丢失，保证了遗传算法的有效性，具有局部的随机搜索能力；同时使得遗传算法保持群体的多样性，以防止出现未成熟收敛。

终止条件可以为：①连续几代中个体平均适应度的差异都小于某一极小值；②群体中所有个体适应度方差小于某一极小值；③达到预先设定的最大进化代数。

达到上述条件表明已经寻找到最优解。对应的无功补偿量就是系统各节点最优的补偿量。

另外，随着数学的发展，还提出了许多混合式求解算法运用于无功补偿优化容量的求解，这些算法能弥补某些算法的缺点，充分发挥各自的优点。例如传统算法和现代启发式算法相混合的算法以及现代启发式算法之间相混合的算法。

4.4 配电线路无功补偿

4.4.1 配电网无功补偿方式

一般配电网无功补偿方式有变电站集中补偿方式、低压集中补偿方式、杆上无功补偿方式和用户终端分散补偿方式。

（1）变电站集中补偿方式。针对输电网的无功平衡，在变电站进行集中补偿（见图 10.5-23 的方式 1），补偿装置包括并联电容器、同步调相机、静止补偿器等，主要目的是改善输电网的功率因数，提高终端变电站的电压和部分补偿主变压器的无功需求。

（2）低压集中补偿方式。目前国内较普遍采用的另外一种无功补偿方式是在配电变压器 380V 侧进行集中补偿（见图 10.5-23 的方式 2），通常采用微机控制的低压并联电容器柜，容量在几十至几百千乏不等，根据用户负荷水平的波动投入相应数量的电容器进行跟踪补偿。主要目的是提高专用变压器供电负荷的功率因数，实现无功的就地平衡。这对配电网和配电变压器的降损有一定作用，也有助于保证该用户的电压水平。

（3）杆上补偿方式。由于配电网中大量存在的公用变压器没有进行低压补偿，使得补偿度受到限制。由此造成很大的无功缺口，需要由变电站或发电厂来填补，大量的无功沿线传输使得配电网网损仍然居高难下。见图 10.5-23 的方

式 3。

（4）用户终端分散补偿方式。目前在我国城镇，低压用户的用电量大幅增长，企业、厂矿和住宅小区等对无功需求都很大，直接对终端用户进行无功补偿（见图 10.5-23 的方式 4）将最恰当地降低电网的损耗和维持网络的电压水平。GB 50052—1995《供电系统设计规范》指出，容量较大，负荷平稳且经常使用的用电设备无功负荷宜单独就地补偿。

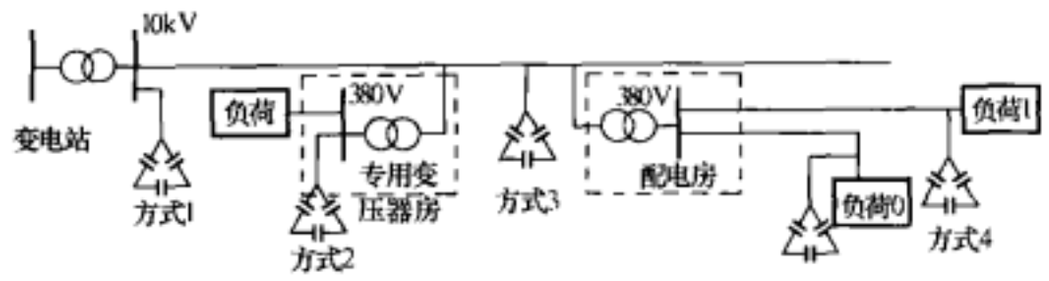


图 10.5-23　配电网 4 种补偿方式

上述 4 种补偿方案比较列于表 10.5-11。

表 10.5-11　　各种无功补偿方式方案比较

补偿方式	变电站集中补偿	低压集中补偿	杆上固定补偿	终端用户分散补偿
补偿对象	变电站负荷的无功需求	相应集中负荷的无功需求	下游无功需求	终端用户无功需求
降损有效范围	变电站主变压器及输电网	配电变压器及输配电网	10kV 线路及输电网	整个电网
改善电压效果	较好	较好	较好	最好
单位投资大小	较大	较大	较小	较大
设备利用率	较高	较高	很高	较低
维护方便程度	方便	方便	方便	不方便

4.4.2　配电线路上的无功补偿位置

由于 35、10kV 及一些低压配电线路的电阻相对较大，无功潮流在线路上流动时引起的功率损耗较大且电压损耗较大。经典的线路补偿理论认为电容器安装的位置可见表 10.5-12，表中 L 是配电线路长度，Q 是无功负荷，近似沿线路均匀分布。

表 10.5-12　　配电线路无功安装地点和容量

电容器组数	距离线路末端位置			电容器安装总量
	第一组	第二组	第三组	
1	$L/3$			$2Q/3$
2	$L/5$	$3L/5$		$4Q/5$
3	$L/7$	$3L/7$	$5L/7$	$6Q/7$

4.5　配电线路上用户的无功补偿

对于企业及大负荷用电单位，按照无功补偿的种类又分为高压集中补偿、低压集中补偿和低压就地补偿。其最佳补偿容量与其所在的网络形状和位置紧密相关。图 10.5-24 是三种常见的开式网。

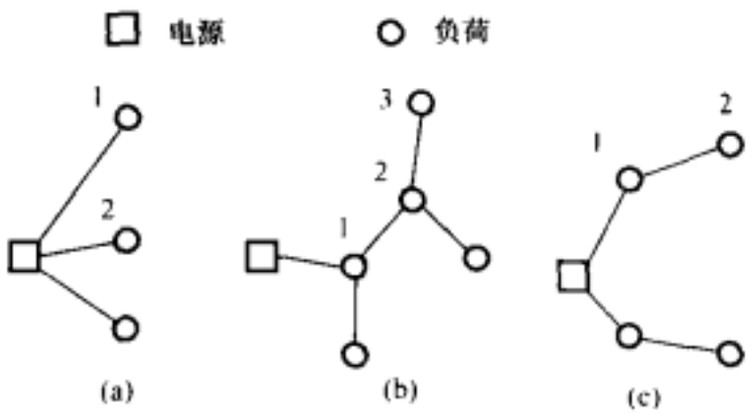


图 10.5-24　三种常见的开式网

（a）放射式；（b）干线式；（c）链式

4.5.1　放射式开式网的最佳无功补偿

对放射式网络节点 1 进行补偿，年计算支出费用与无功补偿的关系可表达为

$$F=\beta\tau_{\max}\frac{P_1^2+(Q_{L1}-Q_{C1})^2}{U_1^2}R_1+(\alpha+\gamma)K_C\cdot Q_C \tag{10.5-27}$$

式中：β 为有功电价；$\tau_{\max}$ 为年最大负荷损耗小时数；α，γ 分别表示为无功补偿设备年度折旧维护率和投资回收率；K_C 为单位无功补偿设备的价格；Q_C 为节点 1 安装的无功补偿总容量；P_1，Q_{L1}，Q_{C1} 分别为节点 1 的有功负荷、无功负荷以及实际无功补偿容量；R_1 为与之相连的线路电阻。

由于主要研究的是无功功率对有功网损的影响，因此有功功率对网损的影响可不考虑，式（10.5-27）可简化为下式

$$F=\beta\tau_{\max}\frac{(Q_{L1}-Q_{C1})^2}{U_1^2}R_1+(\alpha+\gamma)K_C\cdot Q_C \tag{10.5-28}$$

上式对 Q_C 求偏导数等于零，可得出在节点 1 设置的最佳补偿容量为

$$Q_{C1.op}=Q_{L1}+\frac{\gamma_{eq}U_1^2}{2R_1} \tag{10.5-29}$$

$\gamma_{eq}=\dfrac{(\alpha+\gamma)K_C}{\beta\tau_{\max}}$，在其余节点的补偿容量计算和式(10.5-28)相似。

4.5.2　干线式和链式开式网的最佳无功补偿

对于干线式及链式接线开式网，在 $i=1$ 点设置无功补偿，其 $Q_{C1.op}$ 同放射式开式网；若在 $i=2$ 设置无功补偿，见图 10.5-24（b）、（c）。此时年计算支出费用可用下式表达

$$F=\beta\tau_{\max}\left[\frac{(Q_{L1}+Q_{L2}-Q_{C1}-Q_{C2})^2}{U_1^2}R_1+\frac{(Q_{L2}-Q_{C2})^2}{U_2^2}R_2\right]+(\alpha+\gamma)K_C(Q_{C1}+Q_{C2}) \tag{10.5-30}$$

同理，可求得 $Q_{C2.op}$ 的表达式为（为了简化起见，节点 2 电压可认为与节点 1 电压近似相等）

$$Q_{C2.op}=-\frac{\gamma_{eq}U_1^2}{2R}+\frac{(Q_{L1}+Q_{L2}-Q_{C1})R_1}{R}+\frac{Q_{L2}R_2}{R} \tag{10.5-31}$$

式中：R 为干线式或链式接线开式网线路电阻之和，此处 $R=R_1+R_2$。

推广到网络节点数为 i，其对应的干线式或链线式开式网线路段数为 $i-1$，假设各节点的电压变化不大，即各节点电压相等，那么综合可得节点 i 处的无功负荷最佳补偿容量 $Q_{Ci.op}$ 的计算通式为

$$Q_{Ci.op}=-\frac{\gamma_{eq}U_1^2}{2R}+\frac{Q_{Li}R_i}{R}+\sum_{m=1}^{i}\frac{R_m\left(\sum_{j=m}^{i}Q_{Lj}-\sum_{k=m}^{i-1}Q_{Ck}\right)}{R} \tag{10.5-32}$$

$$R=\sum_{t=1}^{i-1}R_t$$

4.6　配电变压器随器补偿

配电变压器随器补偿，是将低压补偿电容器直接安装在配电变压器低压侧，与配电变压器同投同切，用以补偿配电

变压器自身励磁无功功率需要和感性用电设备的无功功率需要。对容量 30kVA 及以上的配电变压器逐台进行就地补偿，使无功得到就地平衡，从降损节能方面考虑是合理的。但目前，只在部分实行功率因数调整电费的 100kVA 及以上工业用户、少量城网公用变中安装补偿电容器，而大量的农村综合变基本上没有进行无功补偿，这就使补偿电容器安装容量不足，电网所需无功缺额大，造成了配电网功率因数低。

为了按提高功率因数的要求合理配置无功补偿容量，配电变压器随器补偿方式应使用无功自动补偿装置，随着负荷的变化自动投切电容器组，以达到最佳补偿功率因数。对 100kVA 及以上的配电变压器宜采用无功补偿微机监测和自动投切装置，合理调整无功自动补偿装置功率因数的整定值，保证无功功率在低压电网就地平衡。

4.7 配电网并联电容补偿应注意事项

(1) 线路分散补偿电容器组容量在 150kvar 及以下时，可采用跌落式熔断器作为控制和保护，其熔断器的额定电流按电容器组额定电流的 1.43～1.55 倍选取；150kvar 以上时应采用柱上断路器或负荷开关自动控制。

(2) 为防止线路非全相运行时有可能发生铁磁谐振引起过电压或过电流损坏电容器或变压器，线路分散补偿电容器组不应与配电变压器同台架设并使用同一组跌开式熔断器。

(3) 补偿电容器组中性点不应直接接地，避免电容器某相贯穿性击穿引起线路相间短路。

(4) 在无功补偿装置的电容器回路上，宜装设适当参数的串联电抗器或阻尼式限流器，避免电容器容抗与系统感抗相匹配构成谐振，可起到抑制高次谐波电流的作用。

(5) 无功补偿装置应装设氧化锌避雷器过电压保护装置。

(6) 无功补偿装置应采用自动投切装置，防止过补偿和电压升高损坏电容器及其他设备。

(7) 配电变压器随器补偿采用杆架式安装，其补偿装置箱体底部离地面高度不小于 1.2m。

5 无功优化调度

电网调度部门根据电网负荷的变化和调整电压的需要，编制并下达发电厂、变电站的无功功率曲线或电压曲线。发电厂的发电机和变电站的调相机要严格按照调度下达的无功功率曲线按逆调压的原则运行。水、火电厂在系统需要时，要按调度指令，改发电机为进相运行。

静态电压稳定的研究表明，网络传输能力往往具有较大的裕度，静态电压稳定极限通常取决于发电机的有功和无功输出极限。系统部分发电机的无功功率限制是导致系统达到其负荷极限并迅速发生电压崩溃的主要原因之一。而在系统达到负荷极限时，某些发电机并未达到其最大有功和无功功率。因此对于一个实际系统来说，维持发电机较大的动态无功储备是提高系统负荷极限，增强电压稳定性的重要措施之一。针对不同的负荷变化情况，通过合理的有功/电压配置，改变系统的无功分布，减少系统对相对薄弱的发电机的无功需求，即在不增加设备投入的条件下，通过调度的方法提高发电机的无功储备，增强系统带负荷能力，是提高系统负荷极限的有效方法。

利用发电调度改善系统静态电压稳定性的方法有不同的做法。一种思路是有功功率注入不变，只改变发电机等无功电源的无功注入以改善电压稳定裕度；另一种思路是对于某一个特定的负荷增长模式，选择一种合适的发电机有功功率和电压调节模式，使得在这种调节模式下，系统有最大的负荷裕度。这里介绍后一种方法，该发电调度算法的主要目标是控制发电机的无功裕度，尽量避免发电机无功过早越界，而控制的手段则是通过合理的有功增长方式配置和发电机的机端电压调节。

5.1 发电机有功、无功及电压的关系

5.1.1 发电机无功输出与负荷变化及发电机有功变化的关系

电力系统各个节点注入功率随节点电压的变化关系可写成式（10.5-33）形式

$$\begin{bmatrix}\Delta S\\ \Delta Q_G\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}J_{SS} & J_{SG}\\ J_{GS} & J_{GG}\end{bmatrix}\cdot\begin{bmatrix}\Delta U_S\\ \Delta U_G\end{bmatrix} \tag{10.5-33}$$

式中：$\Delta S=[\Delta P_L \quad \Delta Q_L \quad \Delta P_G]=[\Delta S_L \quad \Delta P_G]$为负荷节点的有功和无功注入增量以及发电机节点的有功注入增量；ΔQ_G 为发电机节点的无功注入增量；ΔU_S 为系统中非发电机节点的电压幅值增量以及所有节点的相角增量；ΔU_G 为所有发电机节点的电压幅值增量。

发电机视为 PV 节点时，ΔQ_G 与 ΔS 之间的关系为

$$\begin{aligned}\Delta Q_G &= J_{GS}\cdot J_{SS}^{-1}\cdot\Delta S\\ &=[K_{QL} \quad K_{QG}][\Delta S_L \quad \Delta P_G]^T\\ &=[\Delta Q_{GL} \quad \Delta Q_{GG}]\end{aligned} \tag{10.5-34}$$

式中：ΔS_L 指示了系统的负荷扰动方向，是不可控的变量；ΔP_G 为发电机的有功出力变化模式，是可控的变量；ΔQ_{GL} 为由负荷变化引起的发电机无功功率增量；ΔQ_{GG} 为由发电机有功变化导致的发电机无功功率增量。

可以用式（10.5-35）来估算在一个运行点附近负荷发生相对较小的变化时系统中各台发电机的无功功率变化模式

$$\Delta Q_{Gi}=\Delta Q_{GGi}+\Delta Q_{GLi}=\sum_{j=1}^{n}a_{ij}\Delta P_{Gj}+\Delta Q_{GLi} \tag{10.5-35}$$

式中：a_{ij} 为 K_{QG} 第 i 行第 j 列的元素。

5.1.2 发电机的无功输出同机端电压的关系

假设发电机的有功输出以及负荷有功、无功都不变，即 $\Delta S=0$，则可以得出发电机的无功输出同机端电压的关系

$$\Delta Q_G=(J_{GG}-J_{GS}J_{SS}^{-1}J_{SG})\Delta U_G \tag{10.5-36}$$

令 $K_{GQV}=J_{GG}-J_{GS}J_{SS}^{-1}J_{SG}$，称之为发电机的无功—电压关联矩阵。当发电机的电压发生变化时，可以用式（10.5-37）来估算发电机无功功率变化量

$$\Delta Q_G=K_{GQV}\Delta U_G \tag{10.5-37}$$

K_{GQV} 反映了多机系统中发电机的无功输出量同机端电压的变化关系。通过对机端电压的调节，也可以实现对发电机无功输出量的控制。

5.1.3 发电机无功极限及其变化

发电机的最大无功输出主要取决于其励磁电流限制 E_{qmax} 和电枢电流限制 I_{Amax}。受定子电流极限的发电机无功功率极限为

$$Q_{Glim}^{IA}=\sqrt{(U_G I_{Amax})^2-P_G^2} \tag{10.5-38}$$

励磁电流限制引起的无功功率极限（隐极发电机）为

$$Q_{Glim}^{IF}=\frac{1}{X_d}\left[\sqrt{(E_{qmax}U_{cr})^2-(P_G X_d)^2}-U_{cr}^2\right] \tag{10.5-39}$$

这里 $U_{cr}=U_{ref}-\frac{1}{K_V}(E_{qmax}-E_{q0})$，为临界点时发电机

的机端电压。

发电机的最大无功输出为 $Q_{\mathrm{Glim}}^{\mathrm{IA}}$ 和 $Q_{\mathrm{Glim}}^{\mathrm{IF}}$ 之间的小者，即

$$Q_{\mathrm{G}}^{\max}=\min(Q_{\mathrm{Glim}}^{\mathrm{IA}},Q_{\mathrm{Glim}}^{\mathrm{IF}})$$

当前运行点发电机的无功储备可表示为

$$Q_{\mathrm{G}}^{\mathrm{sp}}=Q_{\mathrm{G}}^{\max}-Q_{\mathrm{G}} \tag{10.5-40}$$

（1）当发电机的有功发生变化时，发电机无功储备的变化量可以用式（10.5-41）估算

$$\Delta Q_{\mathrm{G}}^{\mathrm{sp}}=\Delta Q_{\mathrm{G}}^{\max}\approx\frac{\mathrm{d}Q_{\mathrm{G}}^{\max}}{\mathrm{d}P_{\mathrm{G}}}\Delta P_{\mathrm{G}} \tag{10.5-41}$$

当发电机的最大无功输出受电枢电流限制时

$$\frac{\mathrm{d}Q_{\mathrm{G}}^{\max}}{\mathrm{d}P_{\mathrm{G}}}=\frac{-P_{\mathrm{G}}}{\sqrt{(U_{\mathrm{G}}I_{\mathrm{Amax}})^2-P_{\mathrm{G}}^2}} \tag{10.5-42}$$

当发电机的最大无功输出受励磁电流限制时

$$\frac{\mathrm{d}Q_{\mathrm{G}}^{\max}}{\mathrm{d}P_{\mathrm{G}}}=\frac{-P_{\mathrm{G}}X_{\mathrm{d}}}{\sqrt{(E_{\mathrm{qmax}}U_{\mathrm{cr}})^2-(P_{\mathrm{G}}X_{\mathrm{d}})^2}}=\frac{-P_{\mathrm{G}}}{\sqrt{(E_{\mathrm{qmax}}U_{\mathrm{cr}}/X_{\mathrm{d}})^2-P_{\mathrm{G}}^2}} \tag{10.5-43}$$

（2）当发电机机端电压变化时，发电机无功储备的变化量可以用式（10.5-44）估算

$$\Delta Q_{\mathrm{G}}^{\mathrm{sp}}=\Delta Q_{\mathrm{G}}^{\max}\approx\frac{\mathrm{d}Q_{\mathrm{G}}^{\max}}{\mathrm{d}U_{\mathrm{G}}}\Delta U_{\mathrm{G}} \tag{10.5-44}$$

当发电机最大无功输出受电枢电流限制时

$$\frac{\mathrm{d}Q_{\mathrm{G}}^{\max}}{\mathrm{d}U_{\mathrm{G}}}=\frac{U_{\mathrm{G}}I_{\mathrm{Amax}}}{\sqrt{(U_{\mathrm{G}}I_{\mathrm{Amax}})^2-P_{\mathrm{G}}^2}} \tag{10.5-45}$$

当发电机的最大无功输出受励磁电流限制时

$$\frac{\mathrm{d}Q_{\mathrm{G}}^{\max}}{\mathrm{d}U_{\mathrm{G}}}=0 \tag{10.5-46}$$

5.1.4　发电机的相对无功增量

在一个运行点下，针对一种给定的负荷和发电机有功变化模式 ΔS，发电机的相对无功增量定义为

$$T_{\mathrm{i}}=\frac{\Delta Q_{\mathrm{Gi}}-\Delta Q_{\mathrm{Gi}}^{\mathrm{sp}}}{Q_{\mathrm{Gi}}^{\mathrm{sp}}}=\frac{\Delta Q_{\mathrm{GGi}}+\Delta Q_{\mathrm{GLi}}-\Delta Q_{\mathrm{Gi}}^{\mathrm{sp}}}{Q_{\mathrm{Gi}}^{\mathrm{sp}}} \tag{10.5-47}$$

式中：$(\Delta Q_{\mathrm{Gi}}-\Delta Q_{\mathrm{Gi}}^{\mathrm{sp}})$ 是 ΔS 引起的发电机无功功率增量与无功极限增量之差，即由 ΔS 引起的发电机无功储备减少量；分母为发电机当前的无功储备；T_{i} 表示由 ΔS 引起的发电机储备相对减少量；T_{i} 值较大的发电机无功储备减少相对较快，是系统中的薄弱发电机。

由于系统中的发电机具有各自不同的无功储备，某些无功储备相对较少，而无功功率增长速度相对较快（具有较大的 ΔQ_{Gi}）的发电机将首先达到无功极限。当某一台发电机达到其无功极限时，该发电机丧失对系统的电压支撑能力。若负荷继续增加，系统的其他发电机将承担更多的无功功率，可能导致其他发电机相继无功越界，系统迅速达到极限点。

5.2　增强电压稳定的发电调度算法

为提高系统电压稳定极限的发电调度控制的目标函数为由 ΔS 引起的发电机相对无功增量最小

$$C=\min\Big[\sum_{i=1}^{n}(T_i)^m\Big] \tag{10.5-48}$$

当系统中各台发电机的实际无功裕量比较均匀时，目标函数偏重于降低整个系统的无功需要；而当某些发电机接近其无功极限时，目标函数将侧重于降低系统对这些发电机的无功需求。式中 m 取值越大，相对无功裕度较小的发电机在目标函数中所占的权重越高，则目标函数偏重于减少系统中相对无功裕度最小的发电机的无功功率。m 一般取 1 或 2。

5.2.1　基于发电机有功功率配置的发电调度算法

通过合理的发电机有功功率配置提高系统的负荷裕度，即在一个潮流状态下，针对某种特定的负荷增长模式，选择一种相应的发电机功率增长方式，使得各台发电机具有比较合理的相对无功增量，尽量避免出现某些发电机过早达到无功极限。

基于发电机有功功率配置的发电调度的数学模型为

$$\left.\begin{aligned}&C=\min\Big[\sum_{i=1}^{n}(T_i)^m\Big]\\&\text{st. }\Sigma\Delta P_{\mathrm{G}}=\Sigma\Delta P_{\mathrm{L}}\cdot\frac{P_{\mathrm{GSYS}}}{P_{\mathrm{LSYS}}}\cdot\frac{\Sigma P_{\mathrm{GR}}}{\Sigma P_{\mathrm{GR}}+P_{\mathrm{GR}}^{\mathrm{ref}}}\\&\Delta Q_{\mathrm{Gi}}-\Delta Q_{\mathrm{Gi}}^{\mathrm{sp}}<Q_{\mathrm{Gi}}^{\mathrm{sp}}\quad(i=1,2,\cdots n)\\&0<\Delta P_{\mathrm{Gi}}<P_{\mathrm{Gi}}^{\mathrm{sp}}\quad(i=1,2,\cdots n)\end{aligned}\right\} \tag{10.5-49}$$

式中：等式约束条件表示对于一个负荷增长模式 $\Delta S_{\mathrm{L}}=[\Delta P_{\mathrm{L}}\quad\Delta Q_{\mathrm{L}}]$，发电机的有功增加量应与负荷有功增加量平衡，其中 P_{GSYS} 为当前运行点系统中所有发电机的有功功率总和；P_{LSYS} 为系统中所有负荷的有功消耗总和；ΣP_{GR} 为系统中参与调度的发电机（不包括平衡机）有功裕度总和；$P_{\mathrm{GR}}^{\mathrm{ref}}$ 为平衡机有功裕度。

假设有功网损的增量与有功负荷的增量成正比，参与调度的发电机与平衡机之间按照有功裕度的大小共同承担负荷和网损的增加，其有功偏差量由平衡机承担。

不等式约束条件表示各台发电机的无功功率增加量与发电机的无功裕度增量之差不应超过调度前发电机的无功裕度，以及发电机的有功增量不应超过其有功裕度。

当 $m=1$ 时，式（10.5-49）是一个线性规划问题；$m=2$ 时则是一个非线性规划问题。求解这个优化问题，可得到优化的发电机有功调节向量 $P_{\mathrm{G}}^{\mathrm{t0}}$，发电机的无功变化向量 $\Delta Q_{\mathrm{G}}^{\mathrm{t0}}$ 以及相对无功增量 T^{t0}。

5.2.2　基于发电机机端电压控制的发电调度算法

发电机电压控制的目的是对于当前的运行状态，针对某种预设的负荷增长方式，调节发电机的机端电压以改变发电机的无功功率和无功裕度，使得调节后的系统状态对于预设的负荷增长方式具有最佳的相对无功裕度。一般情况下，当一台发电机机端电压升高时，该发电机的无功功率会增加，系统中其他发电机的无功功率会减少。若该发电机的无功极限受电枢电流限制，则其无功极限也会增加。对于一部分发电机，机端电压的提高有利于提高其无功裕度，而对于另外一些发电机则会损失掉一部分无功裕度。因此电压控制的整体思路就是让无功裕度较大的发电机提高电压，增加其无功功率，以减少系统中相对薄弱的发电机的无功功率，增加这些发电机的无功裕度。

由机端电压变化引起的发电机无功功率变化

$$\Delta Q_{\mathrm{Gi}}^{\mathrm{V}}=\sum_{j=1}^{n}k_{ij}\Delta U_{\mathrm{Gi}} \tag{10.5-50}$$

由机端电压变化引起的无功极限变化为

$$\Delta Q_{\mathrm{Gi}}^{\max}=\frac{\mathrm{d}Q_{\mathrm{Gi}}^{\max}}{\mathrm{d}U_{\mathrm{Gi}}}\Delta U_{\mathrm{Gi}} \tag{10.5-51}$$

由机端电压变化引起的无功储备变化为

$$\Delta Q_{\mathrm{Gi}}^{\mathrm{spV}}=\sum_{j=1}^{n}k_{ij}\Delta U_{\mathrm{Gi}}+\frac{\mathrm{d}Q_{\mathrm{Gi}}^{\max}}{\mathrm{d}U_{\mathrm{Gi}}}\Delta U_{\mathrm{Gi}} \tag{10.5-52}$$

若发电机的初始无功储备为 Q_{Gi}^{sp0}，通过机端电压的调节，最终的无功储备可以用式（10.5-53）估算

$$Q_{Gi}^{spV}=Q_{Gi}^{sp0}+\Delta Q_{Gi}^{sp}=Q_{Gi}^{sp0}+\sum_{j=1}^{n}k_{ij}\cdot\Delta U_{Gi}+\frac{\mathrm{d}Q_{Gi}^{max}}{\mathrm{d}U_{Gi}}\cdot\Delta U_{Gi} \tag{10.5-53}$$

给定一种预设的负荷与发电机有功功率增加模式 $\Delta S=[\Delta S_L \quad \Delta P_G]$，则由 ΔS 引起的发电机无功功率增长为

$$\Delta Q_G^S=\Delta Q_{GL}+\Delta Q_{GG} \tag{10.5-54}$$

由 ΔS 引起的发电机无功裕度变化为

$$\Delta Q_{Gi}^{spS}=\frac{\mathrm{d}Q_{Gi}^{max}}{\mathrm{d}P_{Gi}}\cdot\Delta P_{Gi} \tag{10.5-55}$$

因此，机端电压调整后，由增长模式 ΔS 引起的发电机的相对无功增量为

$$T_i=\frac{\Delta Q_{Gi}^{S}-\Delta Q_{Gi}^{spS}}{Q_{Gi}^{spV}} \tag{10.5-56}$$

基于发电机机端电压控制的发电调度算法的目标函数仍然是使得系统的相对无功增量之和最小，即

$$\left.\begin{aligned}&C=\min\Big[\sum_{i=1}^{n}(T_i)\Big]\\&\text{st.}\sum_{j=1}^{n}k_{ij}\Delta U_{Gi}+\frac{\mathrm{d}Q_{Gi}^{max}}{\mathrm{d}U_{Gi}}\Delta U_{Gi}<-Q_{Gi}^{sp0}\\&U_{Gi}^{N}-0.05<\Delta U_{Gi}+U_{Gi}<U_{Gi}^{N}+0.05\end{aligned}\right\} \tag{10.5-57}$$

约束条件：①发电机无功裕度的限制，即电压调节后的发电机无功裕度大于 0；②发电机机端电压幅值的限制，一般设定为 $U_G^N\pm0.05$p. u.。

5.3 发电调度算法的应用

为改善电压稳定的发电调度算算法的实现，可以采用不同的调度模式。如：①调度模式 0：不做优化，按照发电机的初始有功功率和有功裕度大小，按比例增加其有功功率，这也是通常计算负荷极限的一般方法；②调度模式 1：按照目标函数 $C=\min\left(\sum_{i=1}^{n}T_i\right)$ 进行发电机有功功率优化配置，达到最小化发电机相对无功增量之和，不进行电压调节；③调度模式 2：按照目标函数 $C=\min\left(\sum_{i=1}^{n}T_i^2\right)$ 进行优化，即最小化发电机相对无功增量平方和，不进行电压调节；④调度模式 3：在调度模式 1 的基础上加入发电机机端电压调节；⑤调度模式 4：在调度模式 2 的基础上加入发电机机端电压调节等。

表 10.5-13 是对某省网的测试结果。该系统共有 481 个节点，56 台等效发电机，222 个负荷，初始总负荷 23318MW，按照初始负荷量的比例同步增长，该省内所有发电机（初始功率总量 31064MW）参与系统的有功调节。由表 10.5-17，通过优化发电调度，系统的负荷极限/负荷裕度都得到了增加。在不增加额外投入的情况下，很好地维持了发电机的无功裕度，提高了系统的负荷极限，最大限度地利用了发电机的容量，增强了系统的静态电压稳定性。在采用发电调度算法优化配置发电机的有功增长方式时，系统在到达崩溃点之前，没有发生无功越界的发电机，到达崩溃点时，测试系统有 33 台发电机同时无功越界，其他没有越界的发电机也有很多已经运行在其无功极限附近，达到了发电机无功均衡增长。

表 10.5-13 实际系统的发电调度结果对比表（容量基值=100MW）

	负荷水平 (p. u.)	发电机出力 (p. u.)	负荷裕度 (p. u.)	负荷裕度 (%)
系统初始值	233.18+j76.66	310.64+j131.63		
调度模式 0	255.57+j84.02	333.87+j156.29	22.39+j7.36	8.76%
调度模式 2	259.99+j85.47	338.52+j162.35	26.81+j8.81	10.47%
调度模式 4	265.79+j87.38	343.91+j165.47	32.61+j10.72	12.27%

第 6 章　电力系统无功电压控制

1　无功电压控制的特点和基本原则

电压控制是安排和充分利用电网中的无功电源容量和调节能力，随时保持正常运行情况下和事故后电网中各枢纽点电压值不超过规定限额度，并保证电力系统安全稳定运行的技术。

电力系统电压和无功分布具有分层分区的特点，其控制应遵循无功功率分层分区平衡的原则，即对于 220kV 以上的主电网，力求保持各层无功功率平衡，使层与层间的无功功率交换最小化，以尽量减少通过变压器传输的无功功率。对于 110kV 及以下的供（配）电网，实现无功功率的分区和就地平衡。

电力系统电压变化的原因，除系统发生事故引起电压变化外，正常运行的电压变化主要是由于负荷的变化引起的。电压降落主要是潮流，特别是无功潮流在线路（包括变压器）中流动引起的。系统运行方式的改变和电网输送潮流的改变都会引起电压的变化。200km 的 500kV 双回线，正常按自然功率送电，在运行中突然断开一回，线路的无功变化将达 660Mvar（如果线路有并联高压电抗器，则应减去同时切除的这个量）。若故障线路负荷全部转移到另一回正常线路，则该线路电流增大 1 倍，无功需求增大到原来的 4 倍。受端电网大型发电机失去励磁，受端系统不仅失去这台发电机失磁前发出的无功功率，而且要从系统中吸收大约相等于其额定容量的无功功率。

电压无功控制的现实做法是，在留足紧急事故备用和检修备用的前提下，尽可能使系统中各点电压运行于允许的高水平，以利于系统的稳定运行，也可以获得较优的经济效益。为了满足规定的事故后的系统电压要求，电力系统中必须始终准备有充裕的事故无功功率备用容量，而且它应能自动地在电压降低后无时延地调出。

电力线路中的电压降落主要是由于线路传输无功功率造成的，无功功率在电力系统中的分布及其流动是系统中电压分布的决定因素。电压和无功的控制密切相关，所以对电力系统的电压控制往往是对线路中传输的无功功率进行调整。

从大的方面来说，电压自动控制有集中式和分散式（又称分层控制）两种：

（1）集中式控制方式是通过调度 SCADA（数据采集及监控）系统，采集包括各发电厂、变电站等中枢点的电压、发电厂无功、变压器分接头位置、无功补偿设备开断、投入状态等状态量和数字量，经计算机数据处理，以较短的时间调整系统中枢点的电压，使偏离值减小，并调整无功补偿设备的开断和投入以及变压器的分接头位置，实现整个系统电压和无功功率的闭环控制。这种控制方式自动化程度要求非常高，是电压和无功功率自动控制发展的必然趋势，是变电站实行无人值班的前提条件。

（2）分散式控制方式是目前普遍采用的控制方式。整个自动控制系统按控制的性质和复杂程度以及控制系统的组织结构，将全系统的监视和控制功能分别由不同的级别去完成，只有属于全局的、综合的控制功能才由最高一级来完成。这种方式不能从整个系统角度来进行综合控制，只能在各地区实行自动控制，不能达到最优控制的目的。

输电网运行电压的调整方法主要有：①利用接入 220kV 及以上电网的大容量发电机进行电压调整。迟相运行发出无功功率，提高电网运行电压；进相运行，从系统中吸收多余的无功功率，防止电网过电压。②利用装设在电压中枢点（枢纽变电站）的调相机或 SVC 进行调压，根据系统电压水平调相机自动发出或吸收无功，改善电网功率因数，调整电网运行电压。SVC 则能在一定范围内快速吞吐无功，维持所在母线电压恒定。③利用可投切线路并联电抗器或可控电抗器调压。④受端系统装设可分组投切的并联电容器调压。⑤改变变压器手动或自动调分接头调压。⑥改变运行方式（包括网络接线和发电调度），改变潮流特别是无功潮流分布来改善系统电压分布。

对配电网络的电压和无功控制，主要考虑改善电压质量和降低网损的要求。其无功补偿的方法从无功功率补偿和降低无功功率需求两个方面进行。在需要无功功率的用电设备处就近设置无功补偿装置，可改善负荷功率因数并进行电压调整。一般采用并联电容器补偿感性负荷，串联电容器补偿只在长距离配电线路上应用，目的是改善线路参数，减小电压损失。对于电能质量要求高的用户，要装设动态无功补偿设备，如 SVC、D-STATCOM、DVR 及滤波装置。降低无功功率的需求主要有两种方法：①合理选用配电变压器、电动机的容量及其工作模式，尽可能提高其负荷率，以提高其功率因数和效率；②尽可能减少电动机的无功需要，如改善电动机起动方式，避免电动机因起动时从系统中吸取大的无功电流而引起电压大的降落。

2　发电机无功电压控制

2.1　发电机无功电压调整原则

发电机是电力系统中最重要的无功电源，它的容量最大，调节也最方便，电力系统中大部分无功需求是由同步发电机提供的。充分发挥发电机调节无功和电压的能力，具有重要的技术和经济意义。

在电力系统运行中，高峰时应增加发电机无功功率，使高压母线电压尽量上靠，接近调度电压曲线的上限值，直至无功功率达到运行限额出力最大值为止；低谷时应在运行限额功率范围内减小发电机无功功率，使母线电压尽量下靠，接近调度电压曲线的下限值。

发电机无功和电压控制部分内容可参见第 2 章 3.2、第 3 章 3.1 和第 5 章有关内容。下面仅介绍一种高压侧电压控制。

2.2　发电机高压侧电压控制

在发电机励磁控制中，采用快速、高顶值和强行励磁等来改善暂态稳定性；采用线路补偿器（LDC）补偿变压器和线路的电压降；采用具有主变高压侧电压为反馈信号的电力系统电压调节器（PSVR）以实现对高压侧电压的控制。高

压侧电压控制器（HSVC）是一种不需要任何高压侧反馈信号（不需要测量升压变压器高压侧电压）便可控制升压变压器的高压侧电压。虽然 HSVC 的控制原理与 LDC 相似，但在控制电压稳定性方面比常规方法具有更好的控制性能。而且，HSVC 可以安装在所有的发电机上，发电厂的现有容量可以更好地得到应用，因此，HSVC 在经济上也具有优越性。

2.2.1 高压侧电压控制器

高压侧电压控制的思路是在传统的励磁系统中引入对无功电流的补偿，控制主变压器高压侧的电压基本恒定。高压侧电压控制器的结构如图 10.6-1（a）所示。图 10.6-1（b）是应用高压侧电压控制器的一个简单电力系统。

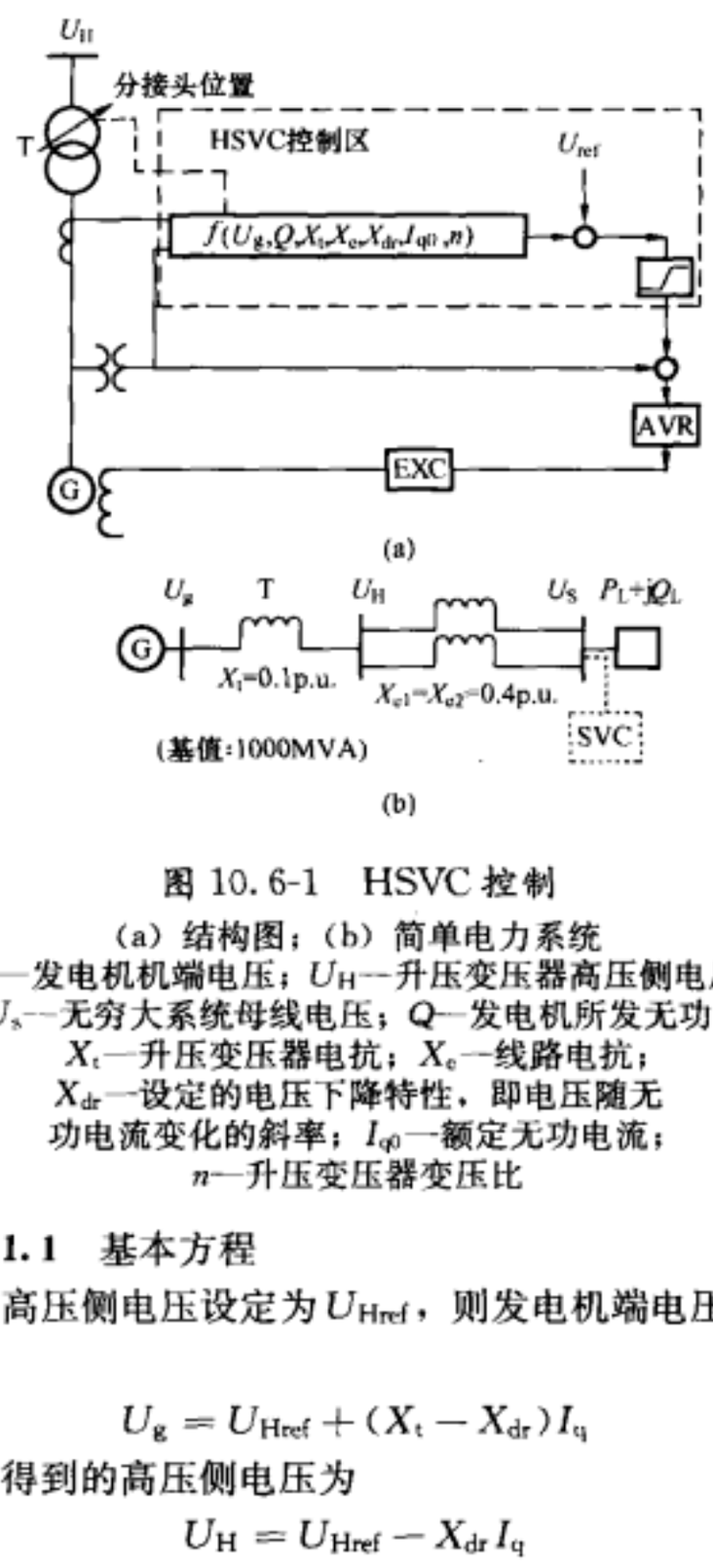


图 10.6-1 HSVC 控制

（a）结构图；（b）简单电力系统
U_g—发电机机端电压；U_H—升压变压器高压侧电压；
U_s—无穷大系统母线电压；Q—发电机所发无功；
X_t—升压变压器电抗；X_e—线路电抗；
X_{dr}—设定的电压下降特性，即电压随无功电流变化的斜率；I_{q0}—额定无功电流；
n—升压变压器变压比

2.2.1.1 基本方程

如果高压侧电压设定为 U_{Href}，则发电机端电压 U_g 可控制为

$$U_g = U_{Href} + (X_t - X_{dr})I_q \qquad (10.6\text{-}1)$$

控制得到的高压侧电压为

$$U_H = U_{Href} - X_{dr}I_q \qquad (10.6\text{-}2)$$

式中：$I_q = Q/U_g$，X_{dr} 为设定的下降率，一般 X_{dr} 可取1%～5%。

2.2.1.2 无功电流补偿方程

为了使 U_H 在特定的无功电流（I_{q0}）情况下等于 U_{Href}，可采用基于 I_{q0} 的补偿控制，将无功电流较大时的 U_H 保持在一个较高值。U_g 控制为

$$U_g = U_{Href} + X_tI_q - X_{dr}(I_q - I_{q0}) \qquad (10.6\text{-}3)$$

控制得到的高压侧电压为

$$U_H = U_{Href} - X_{dr}(I_q - I_{q0}) \qquad (10.6\text{-}4)$$

当 $I_q = I_{q0}$ 时，U_H 和 U_{Href} 的值最接近。如果我们在实际运行时把 I_{q0} 设为实际值，U_H 可以控制为 U_{Href}。

2.2.1.3 基于外部线路电抗 X_e 的无功电流补偿方程

基于 X_e 的无功电流补偿方程为

$$U_g = U_{Href} + X_tI_q - X_{dr}(I_q - I_{q0} - \Delta I_{q0}) \qquad (10.6\text{-}5)$$

控制得到的高压侧电压为

$$U_H = U_{Href} - X_{dr}(I_q - I_{q0} - \Delta I_{q0}) \qquad (10.6\text{-}6)$$

$$\Delta I_{q0} = (U_{Href} - U_{Href0})/X_e$$

基于外部线路电抗 X_e 的无功电流补偿方程用来补偿无功电流随着 U_{Href} 的改变的变化。对于一个初始的设定值 V_{Href} 和一个外部线路电抗 X_e，无功电流的变化（ΔI_{q0}）随着新设定值 U_{Href} 的变化由式（10.6-6）近似给出。这样无功电流可以自动地随 U_{Href} 的变化而变化，从而获得要求的 U_{Href}。

2.2.1.4 对应于升压变压器分接头位置变化的下降率补偿方程

变压器分接头位置的变化引起变比和电抗值变化，从而电压下降率也会改变，这样，相邻并联运行的各个发电机之间无功分配不平衡。为了防止出现这种情况，需要在 HSVC 上增加补偿函数，使得当分接头位置改变时，下降率能保持恒定。其控制方程为

$$U_g = U_{Href}/n + (X_t - X_{dr}/n)I_q \qquad (10.6\text{-}7)$$

控制得到的高压侧电压为

$$U_H = U_{Href} - X_{dr}I_q \qquad (10.6\text{-}8)$$

2.2.2 HSVC 用于改善电压稳定性

2.2.2.1 提高极限传输能力

HSVC 对电压稳定的改进可通过 P—U 特性图来分析。研究图 10.6-1（b）所示的一个单机单负荷系统（U_s 视为负荷母线），负荷采用恒功率负荷模型。在运用静止无功补偿器和高压侧电压控制器后获得的 P—U 特性图分别如图 10.6-2（a）和（b）所示。

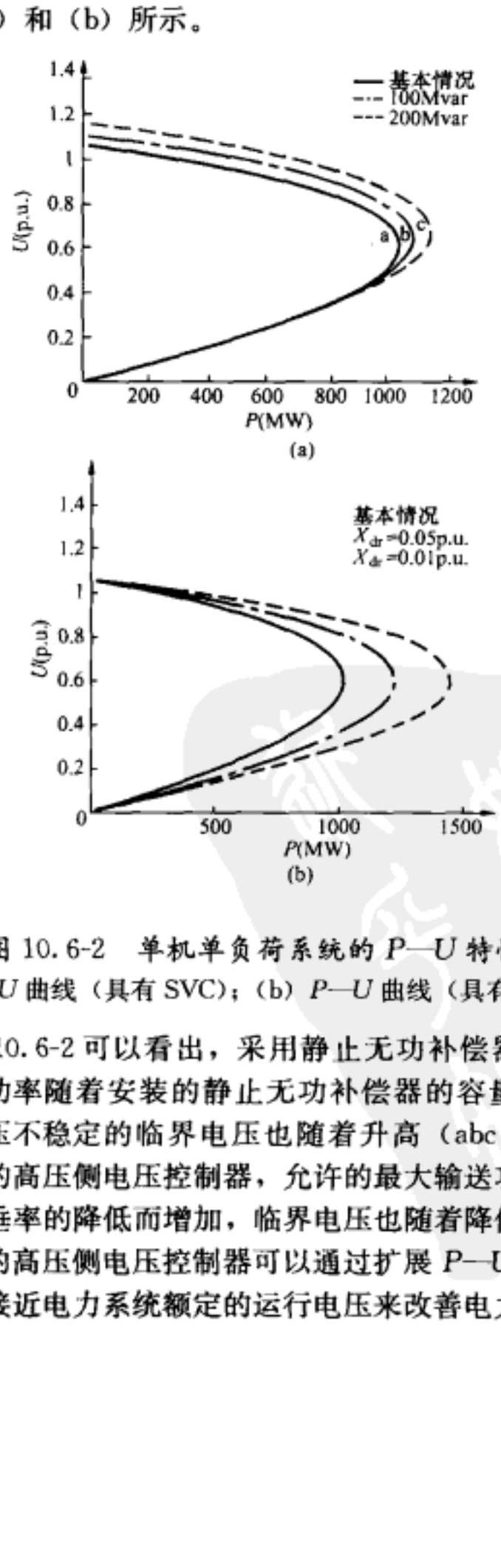


图 10.6-2 单机单负荷系统的 P—U 特性

（a）P—U 曲线（具有 SVC）；（b）P—U 曲线（具有 HSVC）

由图 10.6-2 可以看出，采用静止无功补偿器，允许的最大输送功率随着安装的静止无功补偿器的容量增加而增加，但电压不稳定的临界电压也随着升高（abc 曲线）。而采用先进的高压侧电压控制器，允许的最大输送功率则是随着电压下垂率的降低而增加，临界电压也随着降低。换句话说，先进的高压侧电压控制器可以通过扩展 P—U 曲线和使临界点不接近电力系统额定的运行电压来改善电力系统电压

特性。

2.2.2.2　改善动态电压稳定性

分别采用常规 AVR 和 HSVC 两种励磁系统控制方式对系统在负荷微增时进行动态仿真。初始状态下系统的有功和无功负荷分别为 0.9p.u. 和 0.5p.u.，保持负荷功率因数不变，在负荷节点上实施连续负荷微增，直至电压崩溃。

图 10.6-3 比较了系统在两种控制方式时负荷节点和变压器高压侧节点电压幅值。由仿真结果可以看出，采用高压侧电压控制时系统的电压水平有明显的改善，系统负荷持续增加而导致电压崩溃发生的时间由原来的 9.5s 推迟至 12.5s。

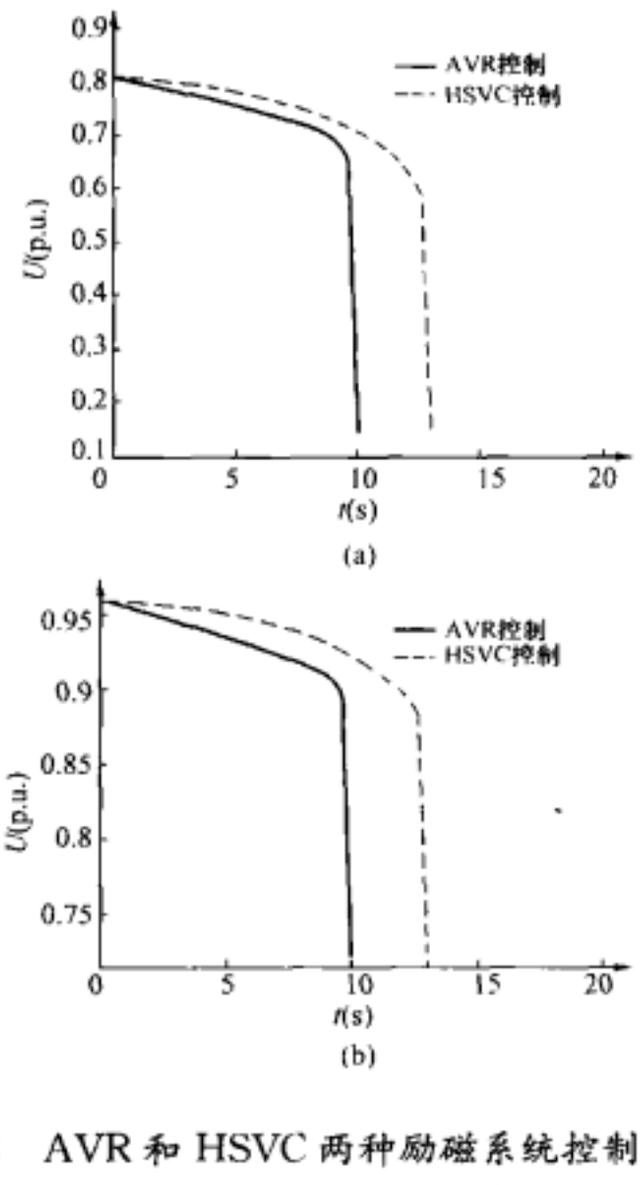


图 10.6-3　AVR 和 HSVC 两种励磁系统控制方式比较
（a）负荷节点电压幅值；（b）变压器高压侧电压幅值

3　负荷点电压控制

3.1　供电（配电）变电站无功电压综合控制

变电站电压无功综合控制（VQC）的目标是要维持母线电压在规定的范围内，负荷功率因数达到规定要求，通常为 0.9 以上，减少网络有功损耗和无功需求。

变电站电压无功调整原则：高峰时，母线电压尽量上靠，接近调度电压曲线上限，并且变压器受电功率因数不低于 0.95；低谷时，母线电压尽量下靠，接近调度电压曲线下限，并且变压器受电功率因数不宜高于 0.98。凡有调控能力的变电站，原则上应先进行无功补偿设备的调整，后再按规定进行变压器分接头调整。

变电站电压无功综合控制的控制方式有三种：①集中控制方式：调度中心对各级变电站的主变压器分接头位置及无功补偿装置进行统一控制。但该方式对电压无功综合控制的软件实时性和通信的可靠性要求很高。②分散控制方式：以各个变电站为独立单位进行局部地区的电压自动控制和无功就地平衡。该方式各变电站之间没有依赖关系，它只能实现局部优化，无法实现全局最优。③关联控制方式：增加关联控制器硬件，它自动执行对各受控变电站的电压无功调节，还能接受调度中心提供的控制命令，这要求关联控制器一方面有较高的智能水平，能够进行逻辑分析判断；另一方面要有强大的通信能力。在国内目前电力系统自动化水平条件下，分散式控制方式仍是变电站电压无功综合控制的主要方式。

基于分散式的变电站 VQC 的目标主要是本地（变电站）的母线电压及无功充裕度。目前变电站自动化系统中加入的 VQC 大多采用九区图（图 10.6-4）来进行运行状态的划分和控制策略的制定。图中，变电站二次侧（负荷侧）电压 U_{max} 和 U_{min} 是电压的允许范围，$\cos\varphi_{max}$ 和 $\cos\varphi_{min}$（或 Q_{min} 和 Q_{max}）是功率因数（或无功功率）的合格范围，它们的具体数值根据有关规程和变电站负荷实际情况等确定。

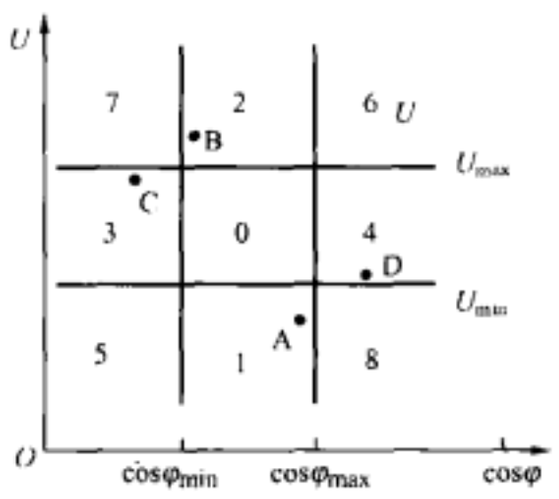


图 10.6-4　VQC 的九区图

由图 10.6-4 确定的控制策略是：

0 区间：不作任何调节，因为该区域满足电压和无功的要求，是比较理想的状态。

1 区间：电压偏低，功率因数满足要求，则只要往下调变压器分接头。若变压器已无法调节时，电压低于下限，则强行投入补偿电容器。

2 区间：电压偏高，功率因数满足要求，则上调变压器分接头，使电压降下来。若变压器调节已达极限，则强行切除部分电容器组。

3 区间：电压满足要求，功率因数偏低，则投入补偿电容器。若无电容器可投，则下调变压器分接头。

4 区间：电压满足要求，功率因数偏高，则切除部分补偿电容器。若无电容器可切，则上调变压器分接头。

5 区间：电压偏低，功率因数偏低，则投电容器。

6 区间：电压偏高，功率因数偏高，则切电容器。

7 区间：电压偏高，功率因数低，则上调变压器分接头，使电压降下来。

8 区间：电压偏低，功率因数高，下调变压器分接头，使电压升高。

在确定调整策略时，如果发生电压越限时变压器分接头已处于极限位置，则牺牲功率因数（无功）的合格率，强行投入或切除部分电容器组，以保证电压合格。具体每次变压器调整的档次和补偿电容器的组数可根据实时的电压和功率因数情况计算得出。

根据上述传统九区图制定的调控策略在实际运行时还存在一些问题。例如，如果系统运行在图 10.6-4 中的 A 点，按控制策略，应先往下调变压器分接头，结果是电压 U_2 上升，Q_1 减少，功率因数 $\cos\varphi$ 提高。如果 A 点的功率因数 $\cos\varphi_A$ 与 $\cos\varphi_{max}$ 比较接近，则下调变压器分接头后，可能使运行点进入 4 区。这时，若无电容器可切，则要上调变压器分接头，结果是运行点又回到 1 区中 A 点附近。这样，装置有可能不停地发出下调变压器分接头→上调变压器分接头→下调变压器分接头的操作指令，使运行点在 1 区和 4 区之间振荡。图中 B、C、D 点也有类似情形。为了避免发生

上述情况，需对九区图控制策略进行改进，改进主要集中在两个方面：①增加区图，使控制策略更加精细。②利用模糊理论将输入量模糊处理，利用模糊控制规则将九区图中的边界区域进行模糊化处理。

变电站 VQC 虽然在实际运行中发挥了很好的作用，但还存在一些不足，例如：①目前运行着的变电站电压无功综合控制装置，基本上都是仅仅采一个变电站的运行参数，仅在一个变电站范围内进行无功电压的自动控制，不能顾及到整个配电网的运行工况，可能发生这样的情况：从本变电站看，低压侧电压偏低，应当调节有载调压变压器的分接头来升高电压，但从全网运行状况看，则有更合适的方法，不必调节分接头。②不能针对高峰负荷时段和低谷负荷时段的不同工况采用不同的控制策略。③不能在系统事故时，采用与正常时不同的控制方式，有时甚至可能会加重事故的后果，特别在重负荷低电压的时候。解决的办法是采用全网或地区电网无功电压集中优化控制，如二级或三级电压控制。

变电站 VQC 还应当注意的问题：①在变电站异常或系统异常情况下，如主变压器、电容器各种异常故障时，均应能闭锁相应的控制操作（如电容器控制单元具有电气防跳功能和跳闸回路断线监视功能等）。要结合变电站具体，全面确定 VQC 的闭锁条件。②变电站的运行方式会随着负荷的变化和设备的运行状况作相应的改变，VQC 要能自动识别变电站运行方式的改变，或在运行方式改变后能进行相应的调节。③现有的 VQC 一般采用九区图类型的控制策略，但要避免主变分接头和电容器投切过于频繁。

3.2 动态电压调节器

由于系统故障引起的配电网电压突然下降（Voltage Sag）会影响工业生产过程中对电压敏感的电气设备，例如半导体生产设备，调速驱动设备，会因电压突降造成大量经济损失。应对负荷电压突降的办法可用不间断电源（UPS），它能适应短时停电，用于小容量用户（<80～100kW）。大容量时、投资大、占地大、损耗大、运行维护费用大，已极少应用。解决负荷电压突降的另一种有效办法是在配电线路中装设动态电压调节器（DVR）。

DVR 装置结构如图 10.6-5 所示，主要组成部分包括直流电源或电容，IGBT 桥及其触发电路，滤波器，与系统相串联的变压器，开关设备，控制和保护装置。

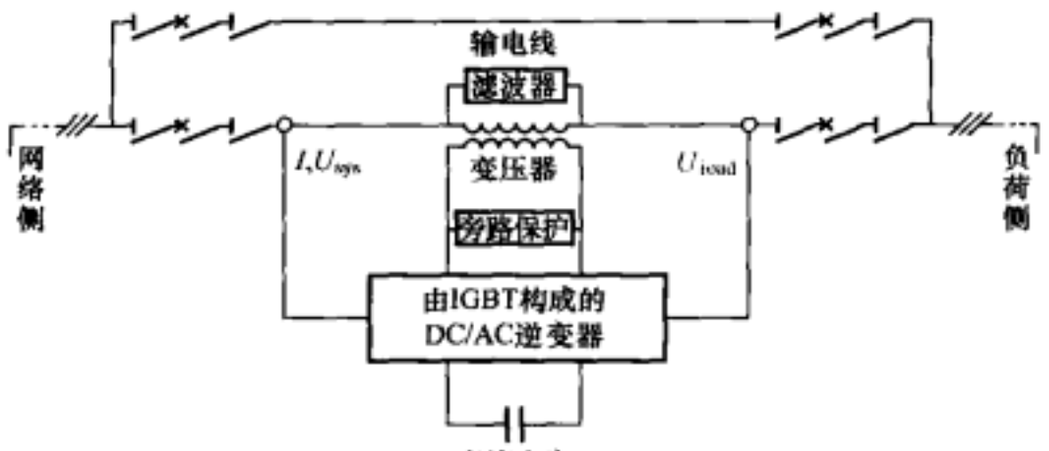


图 10.6-5 动态电压调节器

直流电源或电容主要为 DVR 提供电压、有功或无功功率，主要有三种，即蓄电池、电容器和从系统侧获取整流电源。如果是只需要提供无功补偿，采用电容器就可以了。如果需要提供有功功率，短期的可以用蓄电池或电容器组，长期的则需要采用整流方式。

IGBT 桥及触发电路主要通过 PWM 方式产生补偿电压，是整个 DVR 装置的核心部分，需要注意的是，采用不同的 PWM 方式和控制方式对 DVR 的性能会有很大的影响。

使用 PWM 方式得到的电压含有大量高次谐波，必须采用新的调制方案以减少低次谐波，同时通过变压器一次侧的小滤波器滤掉其高次谐波，才能得到较为理想的正弦电压。

在正常情况下，DVR 处于低损耗备用状态，串联变压器的换流侧短接。DVR 只产生导电损耗。当线路侧电压突降或突增时，DVR 将做出响应，加入 3 个单相交流电压，与接入的 3 相交流电压相串联，补偿故障电压与正常电压之差。每相加入的电压其幅值和相角都可单独控制。产生这些电压所需有功和无功由两个 PWM 电压源逆变器提供。逆变器由直流回路馈电。

当 DVR 的负荷侧出现故障时，在串联变压器和逆变器侧的电流会快速增加。电压源逆变器的保护系统能保证电流超过 IGBT 的工作容量时使 IGBT 停止工作。当测到临界值时，DVR 被旁路掉。

图 10.6-6 给出了 DVR 在系统电压扰动时稳定负载电压的运行过程。

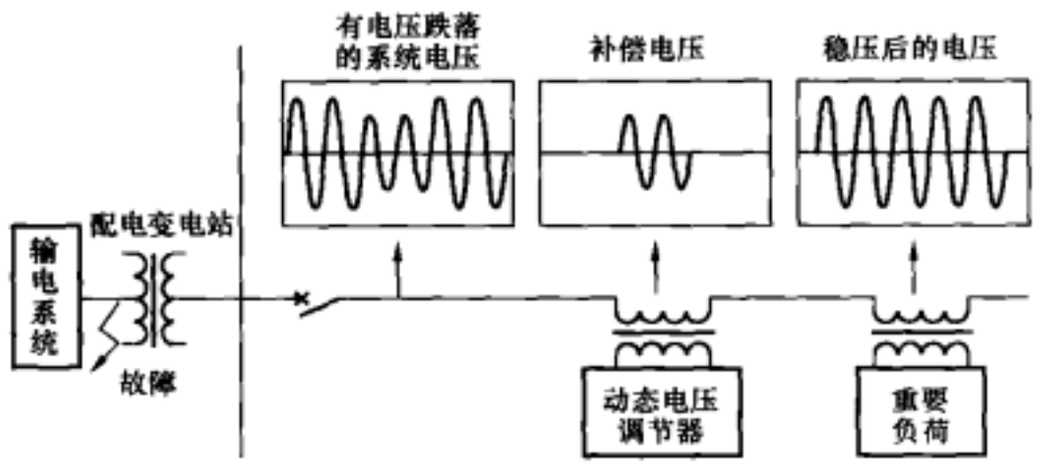


图 10.6-6 DVR 稳定负荷电压示意图

杭州士兰集成电路有限公司的光刻机车间，对电能质量要求高。2005 年 6 月 11 日投入了一台 QNDVR100L 型 DVR，装置容量 380V/30kVA。功率模块按相独立设计，采用 IGBT 构成的单相桥结构。电路结构如图 10.6-7 所示。

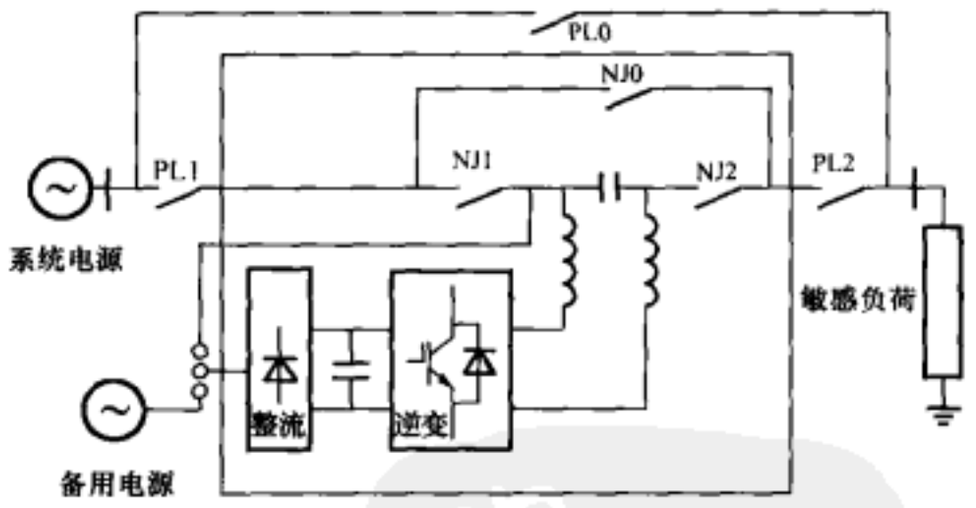


图 10.6-7 QNDVR100L 主电路结构

装置采用电解电容器作为直流侧储能元件，使用寿命较长。采用载波移相 PWM 技术，可降低 IGBT 开关频率，减小逆变桥输出谐波。系统电压正常时 DVR 处于电子旁路，一旦检测到系统电压跌落立即启动补偿，既降低损耗，又快速响应。

装置在单电源系统工作时，DVR 通过未跌落相或跌落后的低幅值电压整流、储能、逆变后生成补偿电压，在电网电压跌落时保护负荷。

装置在主/备用双电源系统工作时，一旦主供电系统发生电压跌落时，由备用电源提供能源产生补偿电压，可不受跌落深度和时间限制，能适应系统断线、短路等极恶劣情况，充分利用双电源供电优势，使补偿性能更强，可靠性

更高。

为确保 DVR 故障时也不影响敏感负荷正常工作，设置了多重旁路：①电子旁路（PL0）：利用电子开关将 DVR 旁路。系统正常时使装置处于热备用状态，降低运行损耗；一旦系统发生电压跌落，DVR 立即进入补偿状态，保证负荷供电电压稳定。②机械旁路（NJ0）：利用机械开关将 DVR 旁路。装置正常检修维护时切换至机械旁路，不中断负荷供电；DVR 装置本身故障时切换至机械旁路，直接由系统供电。

电压跌落检测采用基于单相瞬时电压幅值的两点检测法。用高速 CPU 和 AD 芯片，每 150μs 采样一次，装置最快在一个采样间隔之内便能判断出电压跌落，时间不超过 200μs。

30kVA DVR 装置的主要性能指标为：标称电压 220V(AC)；标称频率 50Hz；电压范围(50%～110%)U_n(动态)和(70%～100%)U_n(稳态)；输出电压 220V(AC)；电压稳定度±1%；动态响应时间＜5ms；逆变器模块温度：电子旁路时＜45℃，工作时＜60℃。

2005 年 12 月 26 日 13：40，杭州士兰集成电路有限公司的光刻机车间电网三相系统发生不同程度的电压暂降，QNDVR100L 型 DVR 装置正确动作，快速响应补偿，确保了负荷侧供电电压正常，录波图见图 10.6-8。

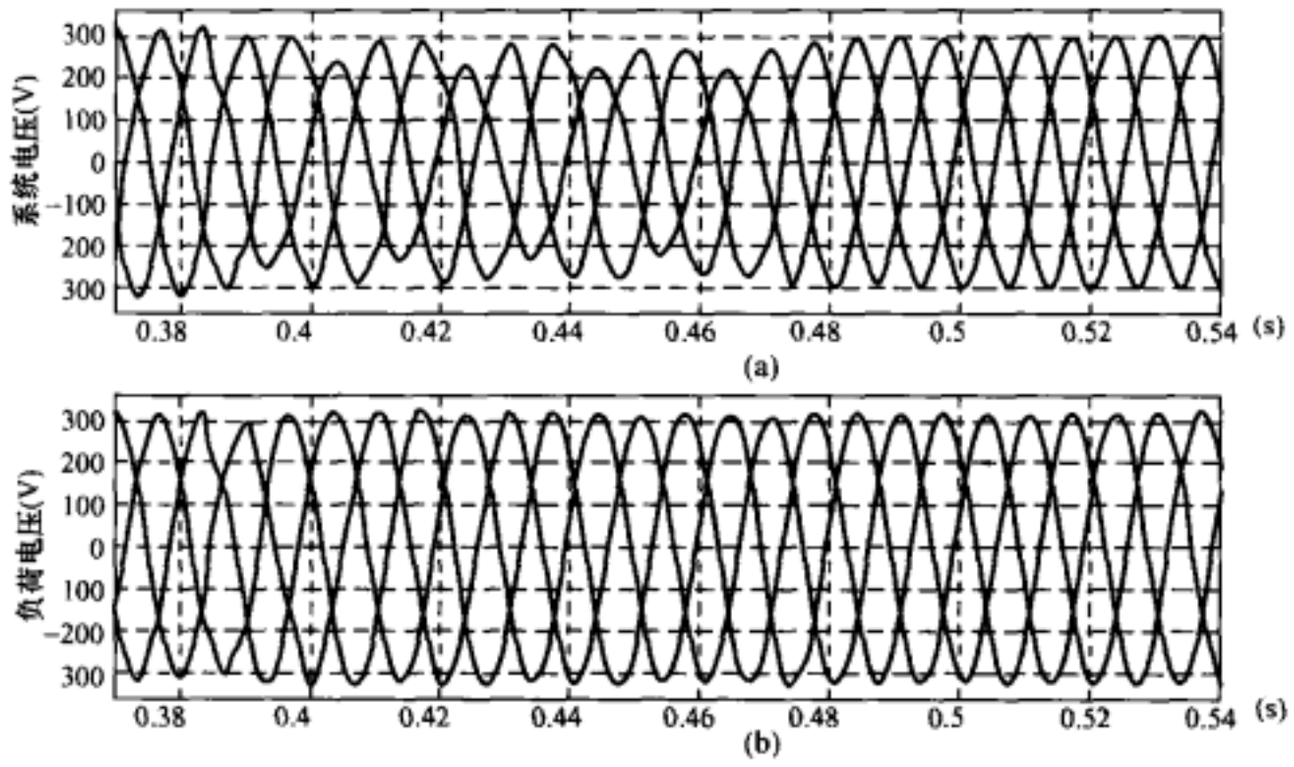


图 10.6-8　杭州士兰的 DVR 补偿实录曲线

（a）系统电压；（b）负荷电压

3.3　D-STATCOM

D-STATCOM，即配电网静止同步补偿器，专门用于解决配电网的电能质量问题，适用于有整流设备、电弧炉和轧钢机及大型风机水泵的工矿企业。

3.3.1　D-STATCOM 特点

D-STATCOM 的工作原理和电路结构与 STATCOM 没有什么差别。STATCOM 用于输电系统时主要为了增加输电能力及保证系统安全稳定运行，用于配电系统主要是维持节点电压，抑制电压波动、电压跌落和平衡三相不平衡负荷，提高用户的电能质量。D-STATCOM 具有响应速度快，可以较好地对负荷的无功功率变化进行动态补偿等优点。

由于用途和控制目标的不同，在拓扑结构选择上，应根据各自的用途及其工作条件进行具体分析，寻找最合适的主电路结构，以期达到最好的性能指标和经济效益。D-STATCOM 的主电路结构有电压型和电流型两种，但是从控制的复杂程度和保护电路设计的难易程度上考虑，目前使用的 D-STATCOM 基本上是电压型的。表 10.6-1 是三个 D-STATCOM应用实例。

表 10.6-1　　三个 D-STATCOM 应用实例

主电路结构	电压和容量	开发单位和投运地点	投运时间	补偿功能
单个三相桥	10.5kV，+22MVA	瑞典 ABB，瑞典 Unddholm Tooling	1999 年	电压闪变
三相桥并联	300V，±2MVA	日本三菱，美国 Seattle 钢铁公司	2000 年	电压闪变
变压器隔离型	10.5kV，±21MVA	日本东芝	2001 年	三相不平衡

在控制策略上，它通过注入与补偿电流大小相等、方向相反的电流进行工作，能同时实现无功补偿、高次谐波消除及不对称三相的对称化。D-STATCOM 装置的补偿效果在一定程度上取决于无功检测的精度。无功电流的检测应用瞬时无功功率理论中的 i_p、i_q（瞬时有功、无功电流分量）运算方式检测，这种变换方法在系统电压波形畸变时也可以准确检测出无功电流。采用跟踪型 SPWM 控制技术对电流波形的瞬时无功电流值进行直接跟踪反馈控制，其响应速度和控制精度将比间接控制法有很大提高，在这种控制方法下，D-STATCOM 实际上相当于一个受控电流源。直接控制法由于是对电流瞬时值的跟踪控制，对主电路的电力半导体器件的开关频率有较高的要求。由于配电系统常常处于三相不对称，因此对 D-STATCOM 的分相控制能力要求较高。

3.3.2　D-STATCOM 的功能

D-STATCOM 的主要功能有：①维持和控制节点电压；②向电力系统提供或从系统中吸收无功功率；③提高电力系统的短期电压稳定性；④改变系统的阻抗特性；⑤改善系统的电能质量。其中较多用于改善电压质量，即用来减小电压波动和闪变、电压暂降与电压中断、消除高次谐波、电压畸变以及电压不对称等。要减小电压波动和闪变，采用动态无功补偿就可以达到目的；用于抑制谐波时，则根据负荷电流中的谐波分量，由 D-STATCOM 注入一个波形相同、相位相反的谐波分量来抵消；用于减小电压不对称时，则由并联 D-STATCOM 注入不平衡电压，补偿母线电压的不对称性。

3.3.3　D-STATCOM 比 SVC 的优势

①响应迅速。D-STATCOM 的硬件系统采用了 IGCT、IGBT 或 IEGT 等可迅速关断的器件，软件系统采用了瞬时无功算法，响应时间被缩短在 10ms 以内，SVC 响应时间在 30～40ms 以上；②抑制电压波动和电压闪变的能力强；③

谐波比同容量的 SVC 少，D-STATCOM 采用多重化或者高频 PWM 控制技术，并通过曲折绕组变压器进行叠加后，可以达到较理想的正弦电压和电流波形；④运行范围宽，SVC 是由无源器件（电感、电容）产生无功功率，提供的无功电流随母线电压降低而减小，而 D-STATCOM 是有源结构，当电压降低时，D-STATCOM 仍然可以产生较大的电容性电流，而与电网电压无关；⑤可靠性高，SVC 和滤波器易发生电容器烧毁、熔断器群爆等严重事故，D-STATCOM 无需大容量的电容器和各次滤波器，避免了类似事故的发生，提高了可靠性；⑥功耗低、噪声小，大容量电抗器是引起 SVC 功耗和噪声的主要因素，D-STATCOM 无需大容量电抗器，其功耗比 SVC 低约 2 个百分点，噪声低约 15dB；⑦占地省，由于无需安装各次滤波器，也无需大容量的电容器和电抗器，所以同容量的 D-STATCOM 占地面积仅为 SVC 的一半；⑧如果在装置的直流侧安装电磁蓄能装置，它不仅可能调整无功功率，而且还可以调整有功功率。

3.3.4 D-STATCOM 应用实例及其经济效益

某钢铁公司有一台 66t 电弧炉，额定功率 31.5MVA，电炉变为 132kV/10.5kV。1999 年，公司为该电弧炉配置了 ±22Mvar 的 D-STATCOM 装置。安装 D-STATCOM 后，钢厂的各项指标变化如下：①功率因数高于 0.95，避免电力部门的罚款；②冶炼时间从 124min/炉降至 106min/炉，缩短 18min/炉，即 14.5%；③电极消耗量从 2.39kg/t 降至 2.12kg/t，减少 0.2kg/t，即 8.4%；④耗电量从 625kWh/t 降至 600kWh/t，减少 25kWh/t，即 4%；⑤电压闪变减少 3～5倍；⑥熔化期时，D-STATCOM 投运前 10kV 母线电压在 9.7～10.8kV 之间波动，波动幅度为 1.1kV（10.5%），投运后，电压为 10.4kV，波动幅度在 0.1kV 之内（0.95%）。若按 21 世纪初的生产资料价格、电价以及年产量计算，由于安装了 D-STATCOM，该钢厂每年节能降耗和增产的经济效益总和将逾千万元人民币。

3.4 低电压减负荷

低电压减负荷是为防止事故后或负荷增加超过预测值，因无功补偿不足引起电压降低到预先确定的某个水平并经历预先确定的某个持续时间，利用延时低电压保护装置自动切除部分负荷（预先选定的负荷），使运行电压恢复到正常值的技术措施。在电压稳定控制中，低电压减负荷应用于在电压稳定裕度紧张的情况下的预防性控制和在电压崩溃/失稳过程中的校正性控制，这是防止系统发生电压崩溃事故（参见 3.4 电压稳定性）的一项措施。

按电压降低自动减负荷装置只在特殊需要的地区安装使用，一般选择在：①负荷集中且无功电源不足的地区；②电力系统规划的解列点；③无功电源不足、受电比重较大的受电端。

延时低电压保护装置的整定值，应与地区继电保护的动作时间相配合，以避免地区电力网发生短路故障时的误动作。

3.4.1 低压减载方案设计的一般原则

低压减载的配置方案设计原则为：①低压切负荷继电器的定值范围为比正常运行时所允许的最低电压低 8%～15%，如允许运行的最低电压为 0.95p.u.，则低压切负荷继电器的电压定值为 0.80～0.87p.u.。对于电压变化幅度较大的系统，还可采用根据电压变化率来整定继电器。②低电压切负荷的延时时间主要取决于负荷特性。如负荷主要为带有恒功率特性的电动机负荷，电压降低对负荷特性影响较大，则低电压切负荷的速度要快，切负荷的延时时间不能超过 1.5s；如负荷主要为恒阻抗特性的照明或电加热装置时，电压降低对负荷特性影响不是特别敏感，低电压切负荷的速度延时可以长一些，切负荷的延时时间可以达到 3～6s，甚至更长一些。③对于恒阻抗类型的负荷，当电压降低到一定程度而切除部分负荷后，系统的电压仍无法恢复到正常运行所接受的水平，还需要增加一些时间轮次，使系统的电压恢复到可以接受的水平。④低电压切负荷方案所需的切负荷量应安排充足，满足各种不同故障形态下低电压切负荷动作后的系统电压恢复，一般情况下所安排的低电压切负荷量不能少于该地区负荷的 10%～20%。低电压切负荷装置可以与低频切负荷装置安排切除相同的负荷。根据负荷的重要程度由低电压或低频装置直接起动切除所安排的负荷。⑤根据经验和电压稳定静态分析来确定关键节点和关键线路，确定减载位置和范围。⑥通过仿真检验不同低压减载方案，选择可行方案和最优方案。

3.4.2 切负荷的实施步骤

切负荷的实施主要包含下列五步工作：所需切除的负荷量的确定；所需切除的负荷类型和地点的选择；切负荷时步的确定；切负荷进行时刻电压水平的确定等。

（1）切负荷量的确定。要利用 U—Q 曲线或 P—U 曲线和其他分析方法进行大量的研究，以便确定为了在预想的事故下维持电压稳定性所需要的切负荷量。根据不同电压稳定性判据选择要甩的负荷。在重负荷（接近峰荷）条件下最可能发生电压崩溃，所以切负荷的量与系统峰荷和电源发电容量有关。切除的负荷量应该能够使系统恢复稳定，同时使得系统损失最小化。

采用负荷裕度指标作为系统电压稳定性的判据时，从负荷裕度信息可以直接估算出大致所需切除的负荷量。设受扰后系统的负荷水平为 P_0，崩溃点负荷水平为 P_{cr}，保证系统稳定性所需的负荷裕度为 P_{ex}，则仅当 $P_{cr}-P_0<P_{ex}$ 时，才需要进行切负荷，而所需切除的量 P_{sd} 可大致估算为：$P_{sd}=P_{ex}-(P_{cr}-P_0)$。

（2）切负荷地点的选择。最佳切负荷方案应使需要甩的负荷最少而又能使系统保持在稳定范围内。切负荷地点的确定根据节点作用因子 D_f，它定义为

$$D_{fi}=\frac{\tilde{P}_j}{\sum_j \tilde{P}_j} \quad j\in\{\text{负荷节点}\} \tag{10.6-9}$$

式中：$\tilde{P}_j$ 是在某种负荷增长模式下各节点的负荷增长。在具有较大作用因子的节点处切负荷是较有效的。

（3）切负荷类型的选择。低电压切负荷中两类负荷特性特别重要：电动机负荷为主（夏季空调负荷）的负荷和电阻性为主（冬季电暖器）的负荷。低电压要切的负荷是一些特定的负荷，这些负荷需要大量的无功，如低功率因数负荷，异步电动机成分占多数的负荷（工业负荷和空调负荷）以及与校正功率因数电容器（并联电容器）有关的负荷。因为无功功率支持系统电压的作用比有功功率大得多，所以切除这些负荷在维持系统电压方面更为有效。同步电动机的动态无功发电容量有助于电压升高，工业负荷区的自备电源，也有助于维持系统电压，应注意保留。

此外，应选择那些不影响系统整体性的线路为跳开线路，例如放射供电线，或具有重的分支负荷和轻的通过负荷的线路。应选择大的负荷区，使得既足以避免电压崩溃又使需要切负荷的数目最小化。还要考虑调整电价结构，如果在电压崩溃危急关头用户接受切负荷，则应降低这些用户的

电价。

（4）合适的切负荷时步。为了避免切负荷过头，切负荷常常是逐步地启动的。合适时步的选择取决于系统的负荷特性、发电电源和电压变化的速度。为了避免电压崩溃，时间延迟应尽量短；而为了避免故障或暂态电压降落时不希望的跳闸，时间延迟应充分长。可以采用一种反时延方法，特别是具有反时延过电流继电器协调的场合。

（5）切负荷电压水平的确定。低电压切负荷水平应当选择在恰好在指示电压崩溃发生的那个水平之上。在有些情况下电压崩溃可能在电压非常接近于正常水平时发生。应避免电压降低到电动机开始停转的水平才切负荷，因为在电动机开始停转之后电压崩溃是特别快的。切负荷开始的合适的电压水平可能在最低的正常电压（系统峰荷期间的节点处）0.85～0.97p.u. 范围内。各个电力公司评价系统电压稳定程度的指标可能不同，切负荷的电压水平也不同。但大多数的切负荷控制分析方法采用负荷的功率裕度作为评价系统电压稳定程度的指标。

在确定要求的电压水平和时步时，应进行一下仿真，画出电压随时间的变化。对不同时步的不同切负荷量的电压崩溃仿真有助于保护工程师选择合适的整定值。在切负荷方案中，电压水平和时步之间通常没有唯一的“合适”关系。要确定最好的关系是很困难的，特别是电压崩溃可能有多种模式的时候。

3.4.3　分散和集中切负荷

有两种切负荷方案：分散的和集中的。两种方案各有其优点和缺点。

分散的方案是每一个保护继电器和要切的负荷部分紧密耦合在一起。当一个继电器处的电压进入预计有电压崩溃的区域时，分配给那个继电器的负荷就被切掉。这个原理类似于通常的低频切负荷。分散切负荷的优点是：①分散切负荷的可靠性因切负荷多样化而增加。分散系统的一个元件失效不会对切负荷系统其他元件的运行产生直接的或不利的影响。集中切负荷系统仅仅取决于几个继电器或一个继电器的可靠性。集中系统的失效导致方案的完全失效，还可能导致大量不必要的切负荷或要切负荷方案的失效。②在分散切负荷系统中，切负荷是集中和定位到对电压不稳定的影响感受最强烈的区域。③分散方式的运行不依赖于通信设备。集中方式对于作出切负荷的决策和实现它都严重依赖通信设备，这也使集中的方案比分散的方案更昂贵。④对于多电力公司（用户）的切负荷，装置工作的协调，分散式系统比集中式方案简单得多。

集中切负荷方案是在区域内一个或多个关键节点处进行测量，然后把跳闸信号传送到区域内不同地点进行切负荷。因为电压不稳定可以通过区域内的低电压来识别，所以集中测量的基础在于：如果某个关键地点的电压是低的，那么整个区域电压也可能是低的。这种方案启动切负荷，可以使用不同于电压的参数。相对于分散式切负荷，集中切负荷具有下列优点：①低电压量测继电器的位置并不限于合适的负荷附近，要监控的电压点可以选择在一些关键节点。通常，最重要的供电节点是要监控的，其正常工况下的电压水平只稍微调节，其小的电压降低可以用来指示电压不稳定，它比刚性较小的节点上类似的电压降落更可靠，因为在刚性较小的节点上在正常工况下电压就有大范围的变化。②通过集中切负荷系统关键地点之间的通信，可以在作出切负荷决策之前确定是否整个区域存在低电压，这就避免了由于局部扰动（这种扰动与危急的区域电压崩溃无关）引起电压降落的切负荷。③集中切负荷系统的可靠性可以利用除了电压水平预报接近电压不稳定外的系统任何部分的其他指标而得到提高。④与小的电压降落有关的短时延继电器与故障清除设备的协调在刚性节点处比在刚性较小节点处更有可能。这样可能更容易用集中节点处的继电器获得有用和安全的设定值。⑤因为量测设备仅仅位于几个地点，量测设备费用减少，可以用更多的钱来提高集中决策系统的可靠性（例如，通过施加冗余，或表决测量方案来提高可靠性）。

3.4.4　低压减载方案实例

中国一些电网中研究和安装的低电压减载装置，基本原则相同，但各自做法有些不同。表 10.6-2 和表 10.6-3 是两个低压减载方案实例。方案 1 的低电压减载的电压起动值是从高到低分四轮，第一轮起动电压为 0.86p.u.，延时 0.2s，第二轮 0.83p.u.，延时 0.2s，依次类推。而方案 2 的低电压减载的电压起动值是从低到高分四轮，第一轮起动电压为 0.75p.u.，延时 0.7s，第二轮 0.79p.u.，延时 0.9s，依次类推。各轮切负荷量也不同。这两种方案都是若第一轮切负荷电压不能恢复到合格的范围，就实施第二轮切负荷，直至电压恢复到合格。第一种方案速度快，在发生短时电压崩溃过程时能起到校正控制作用，但有过切的风险；第二种方案速度较慢，第一轮切负荷量就较大。具体采用哪种方案，应根据系统实际情况，通过动态仿真分析检验后确定，从中选择电压恢复速度快、切负荷量较少、电压稳定裕度大的方案。

表 10.6-2　　低压减载整定方案 1

负荷点	第一轮			第二轮			第三轮			第四轮		
	启动值（p.u.）	时延（s）	切荷量	启动值（p.u.）	时延（s）	切荷量	启动值（p.u.）	时延（s）	切荷量	启动值（p.u.）	时延（s）	切荷量
1	0.86	0.2	13%	0.83	0.2	7%	0.79	0.2	7%	0.75	0.2	7%
2	0.86	0.2	12%	0.83	0.2	5%	0.79	0.2	5%	0.75	0.2	5%
3	0.86	0.2	16%	0.83	0.2	7%	0.79	0.2	11%	0.75	0.2	11%

表 10.6-3　　低压减载整定方案 2

负荷点	第一轮			第二轮			第三轮			第四轮		
	启动值（p.u.）	时延（s）	切荷量	启动值（p.u.）	时延（s）	切荷量	启动值（p.u.）	时延（s）	切荷量	启动值（p.u.）	时延（s）	切荷量
1	0.75	0.7	20%	0.79	0.9	15%	0.83	1.1	15%	0.86	1.3	10%
2	0.75	0.7	20%	0.79	0.9	15%	0.83	1.1	15%	0.86	1.3	10%
3	0.75	0.7	20%	0.79	0.9	15%	0.83	1.1	15%	0.86	1.3	10%

4　中枢点电压控制

4.1　电压中枢点

电压中枢点是电网中重要的电压支撑点，通常选某些可反映系统电压水平的主要发电厂或枢纽变电所母线，因为很多负荷都由这些中枢点供电，如能控制这些点的电压偏移，也就控制了系统中大部分负荷的电压偏移，于是，电力系统中电压调整问题也就转变为保证各中枢点的电压偏移不越出给定范围的问题。一般是把区域变电站的低压母线和具有较大地方负荷的发电厂的 6～10kV 母线作为电压中枢点。

枢纽变电站是电力系统中的枢纽点，汇集多个电源和联

络线或不同电力系统，它在电力系统中的主要作用和功能是：①汇集分别来自若干发电厂的输电主干线路，并与电力网中的若干关键节点连接，同时还与下一级电压的电力网络相连接；②作为大中型发电厂接入最高一级电压电力网的连接点；③几个枢纽变电站与若干输电主干线路组成电力网的骨干网架；④作为相邻电力系统之间互联的连接点；⑤作为下一电压等级电网的主要电源。枢纽变电站的电压等级通常是系统中最高一级的电压，我国各电力系统最高电压等级不同，枢纽变电站有 220、330、500kV 和 750kV 等不同。枢纽变电站中的变压器容量都比较大，220kV 变压器容量通常为 90、120、150MVA 等，330kV 变压器容量通常为 240、360MVA 等，电压高于 500kV 变压器因运输条件的限制通常采用单相变压器组，500kV 变压器容量为 250 × 3MVA 等。

4.2 中枢点电压曲线的确定

电力系统电压管理的一项重要工作是中枢点电压管理和调整，为此要编制中枢点电压曲线，即将某个中枢点供电的所有供电设备对电压的要求，以及加上网络中的电压损失后推算到这个中枢点，找出能同时满足这些用电设备对电压要求的一个允许的电压变化范围，则由它供电的所有用电设备的电压偏移就不会超出允许范围了。

设图 10.6-9（a）所示中枢点 i 向两个负荷点 j，k 供电，负荷 j，k 的简化日负荷曲线见图 10.6-9（b），并且由于这两个负荷的流通，线路上 $i-j$ 和 $i-k$ 产生的电压损失如图 10.6-9（c），并设两个负荷的允许电压偏移都是±5%，于是，根据负荷 j 对电压的要求，0～8h 中枢点 i 应维持的电压范围为：$U_i+\Delta U_{ij}=(0.99\sim1.09)U_N$；8～24h 应维持的电压范围为：$U_i+\Delta U_{ij}=(1.05\sim1.15)U_N$；根据负荷 k 对电压的要求，0～16h 中枢点电压应维持的电压范围为 $U_k+\Delta U_{ik}=(0.96\sim1.06)U_N$；16～24h 应维持的电压范围为 $U_k+\Delta U_{ik}=(0.98\sim1.08)U_N$。根据这些要求可作出中枢点 i 电压的允许变动范围如图 10.6-12(d)中阴影部分所示。

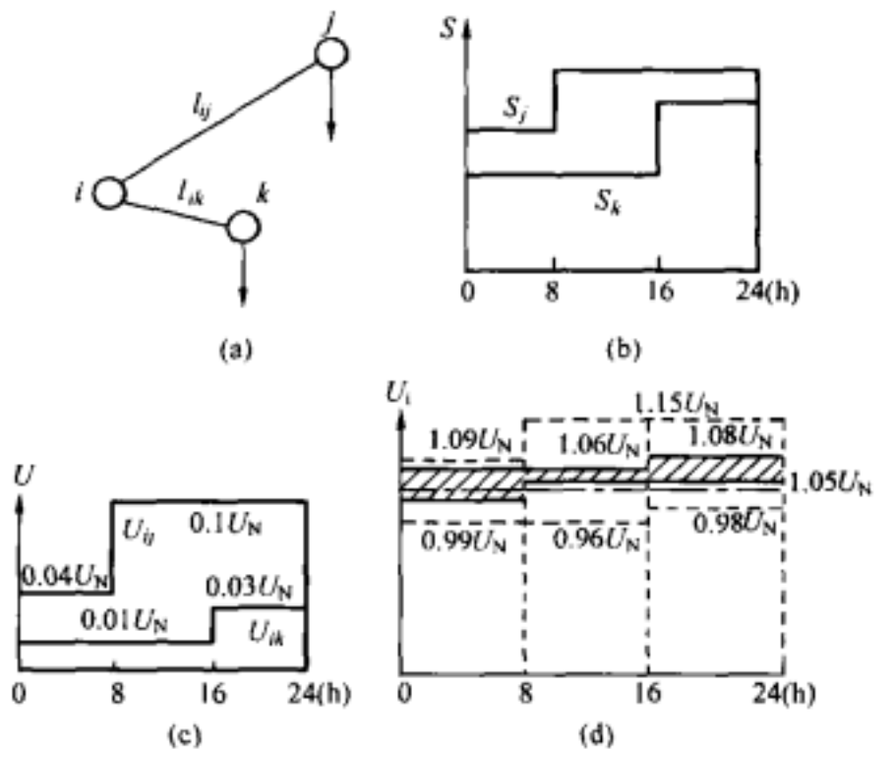


图 10.6-9 中枢点电压曲线的确定

（a）简单网络；（b）负荷曲线；

（c）ΔU 变化；（d）U_i 的允许变化范围

由图 10.6-9 可见，尽管两负荷的允许电压偏移都是 5%，即有 10%的变化范围，但是由于两处负荷大小和变化规律不同，两段线路的电压损失及变化也不相同。为同时满足两个负荷点的电压质量要求，中枢点电压的允许变化范围就大大地缩小，最小时仅有 1%。若各输电线路电压损失的大小和变化规律相差悬殊，可能出现在某些时间段内，中枢点电压不论取什么值都不能同时满足两个负荷对电压质量要求，则需要采取调压措施。

4.3 中枢点电压调整方式

对于向多个负荷点供电的中枢点，其电压范围可以按两个极端情况确定。中枢点最低电压等于在地区负荷最大时，供电电压最低点一处的用电设备允许电压下限加上到中枢点的电压损失；中枢点最高电压等于在地方负荷最小时，电压最高一点处的用电设备允许电压上限加上到中枢点的电压损失。当中枢点电压能满足这两个负荷点的电压要求时，其他各点基本都能满足。

中枢点调压方式分三类：

（1）逆调压。如中枢点至各负荷点的输电线路较长，各负荷的变化规律大致相同，且各负荷的变动较大（最大负荷和最小负荷之差较大），则在最大负荷时要抬高中枢点电压以抵偿输电线路上因最大负荷而增大的电压损耗。在最小负荷时，则要将中枢点电压降低一些，以防止负荷点的电压过高。这种最大负荷时升高电压，最小负荷时降低电压的中枢点电压调整方式称为“逆调压”。逆调压时，要求最大负荷时将中枢点电压升至 $10.5\%U_N$，最小负荷时将其降至 U_N（输电线路的额定电压）。

（2）顺调压。如负荷变动甚小，输电线路电压损失也较小，或用户处允许电压偏移较大的农村电网，可采用“顺调压”方式。即在最大负荷时允许中枢点电压低一些，但不得低于输电线路额定电压的 102.5%，最小负荷时允许中枢点电压高一些，但不得高于输电线路额定电压的 107.5%。

（3）恒调压。如负荷变动较小，输电线路上的电压损失也较小，则采用介于上述两种调压要求之间的调压方式，采用恒调压（常调压），即在任何负荷下，中枢点电压保持为大约恒定的数值上。一般较输电线路电压高 2%～5%。

以上所述都是电力系统正常运行时的调压要求。当系统发生事故时，因电压损失比正常时大得多，对电压质量的要求允许降低一点，通常事故时的电压偏移允许较正常时再增大 5%。

4.4 中枢点无功补偿和控制

枢纽变电所无功补偿作用：①调节电网电压，提高系统稳定性；②补偿无功，减少网络损耗，降低变压器的负荷；③抑制电网的高次谐波；④减少超高压电网有载调压装置的使用率，改善变压器的运行工况。

枢纽变电所采用的无功补偿设备：①机械开关投切电容器和电抗器；②静止无功补偿装置—SVC，主要用于关键枢纽变电站（进行快速的电压无功调节，支撑母线电压和提高电网的稳定水平）和负荷变化较快的场所（快速无功补偿，改善电压质量）。

确定并联无功补偿的中枢点：根据对潮流雅可比矩阵的奇异值分解结果可知，对应最小奇异值 $\lambda_{2(n-1)}$ 的右特征向量 U 中的最大元素指示了最灵敏的节点电压（临界节点），弱节点的指标可以定义为

$$IC_i=\frac{U_i}{\lambda_{2(n-1)}},i\in(1,2,\cdots,n-1) \quad (10.6\text{-}10)$$

IC 可用来确定电压稳定性的临界区域。如果 IC 大于给定的阈值，那么相应的节点属于临界区域。最优的并联补偿方案也是根据节点的薄弱程度制定的，具有较大 IC 的节点应优先考虑进行并联补偿。

4.5　发电机对中枢点电压的控制

发电机对枢纽点的电压控制是根据枢纽点与发电机的关联特性安排的（见下一节三级电压控制），只有与枢纽变电站强相关的发电机才能对其电压起控制作用。

从系统来看，在一种运行工况下，对电压稳定性最灵敏的发电机将提供最多的无功输出以响应系统无功负荷增加的变化；当发电机无功功率输出达到极限后，发电机就不再具有电压调节作用。发电机的无功功率输出的微增变化可以利用所在节点的无功功率平衡方程进行计算。第 i 台发电机的参与因子定义为

$$G_{fi}=\frac{\Delta Q_i}{\sum \Delta Q_j}\quad j\in\{\text{发电机/SVC}\}\quad(10.6\text{-}11)$$

按照电压稳定性控制的观点，应使具有高参与因子（G_f）的发电机维持更多的无功储备。另外，降低具有高参与因子的发电机的调节电压可以有效地维持系统中合适的旋转无功储备。而且，电压降低还可以提供部分负荷释放，特别是无功功率负荷的减少对电压稳定性有特殊的意义。

为保持参与枢纽点电压控制的发电机足够的动态无功储备；另一种方案是在发电机机端引入并联电容补偿，这样在正常运行时发电机所需发出的无功一部分由并联电容器承担，发电机本身可以运行在比较高的功率因数下（>0.9）；在系统无功需求增加的情况下，发电机可以增加自身的无功功率。

4.6　OLTC 的控制策略

4.6.1　在枢纽变电站配备有载调压变压器（OLTC）

有载调压变压器相对于无载调压变压器来说，虽然成本约高 10%，但对电网的长期运行具有下列优越性：①可以适应各种复杂情况下的运行方式；②可有效地控制系统电压和保证用户电压质量；③有利于电网主干网架枢纽变电站之间或负荷中心及变电站群之间联调；④有利于实现无功电力优化分配和分层分区的控制；⑤可有效防止变压器特别是 500kV 变压器的过励磁；⑥可避免主变压器停电改分接头；⑦有利于降低电网的网损；⑧便于电网运行中的潮流优化调节。所以为增强枢纽变电站的调压手段，应在枢纽变电站配备有载调压变压器。据资料 500kV 变压器的有载调节次数可以达：①有载调压接点寿命为 20 万次；②分接开关操作 1 万次要做检查，5 万次要处理；③触头磨损 4mm 应换新的。这些可基本满足调度运行要求。

4.6.2　OLTC 的控制策略

OLTC 是现代电力系统中主要的电压调节设备之一。但在低电压下，当系统受到扰动之后，OLTC 力图恢复它的二次侧电压，从而恢复相应的负荷功率，导致一次电压降低，这被视为导致电压崩溃的一个重要机理。为了避免或阻止电压崩溃，当分接头的变化不利于系统稳定的情况下，电源侧电压下降时需要闭锁变压器分接头，当电压恢复时解除闭锁。

在具有 OLTC 的电力系统的潮流计算中，将 OLTC 分接头的电压比作为潮流方程中的独立变量。与雅可比矩阵的临界特征对应的、与变压器电压比相关的右特征向量中最大元素相应于对电压稳定性最灵敏的 OLTC，这是首先要进行控制的。

OLTC 分接头调整的控制方式有自动调节（调节二次侧电压）、分接头闭锁（不调节）和反调分接头（调节高压侧电压）3 种，其效果取决于负荷的特性。对于恒阻抗或恒电流等电压敏感负荷，在低电压时 OLTC 的调节作用使得二次侧负荷功率恢复，导致一次侧电压降低，在复杂系统中，还可能会引起与其相连节点电压降低，对维持系统电压水平不利；对于恒功率和异步电动机这类电压不敏感负荷，OLTC 的调节作用不会加重系统负担，特别对电动机来说，提高端电压还能够避免由低电压导致的无功需求的增加。同时 OLTC 的调节还会提高无功补偿量，使得一、二次侧电压得到进一步的提高，对于维持系统电压稳定是有利的；对一般电压敏感负荷和有功率恢复特性的负荷，反调分接头可以有效的抑制负荷的恢复，在系统负荷变化剧烈的情况下，反调分接头比直接切负荷更灵活，当然抵御大扰动的能力也有限，但能推迟电压失稳的发生，为采取其他措施争取时间，因此枢纽变电站在确定 OLTC 控制策略时，应根据具体情况做系统分析，决定分接头的控制方式。

确定 OLTC 闭锁也可以通过等效阻抗的原则，见图 10.6-10。从 OLTC 的一次侧看去，当 OLTC 的电压比增加时，负荷的等效阻抗（Z_L）减小。当负荷的等效阻抗与系统的等效阻抗（Z_S）模相等时，系统达到临界状态。因此可以通过计算系统等效阻抗的方法确定 OLTC 是否应该闭锁。

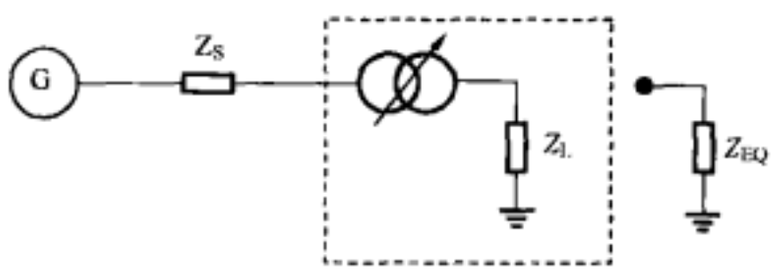


图 10.6-10　含有 OLTC 的负荷等效阻抗表示

5　无功电压协调控制

5.1　三级电压控制模式

电压失稳的基本原因是由于电网中某些地区无功不足，造成局部电压下降，进而导致全网电压水平下降，最终使系统发生电压崩溃。地区无功不足的原因一是整个系统无功储备不足；二是系统其他地区尚有较多的无功储备，但是没有利用上。第一种情况需要通过增加无功储备来解决，而第二种情况则需要对系统的无功流动进行合理的协调与分配。基于这种认识，产生了对运行电力系统采取分级电压控制的思想。

5.1.1　法国电网的三级电压控制模式

由 EDF（法国电力公司）在 20 世纪 70 年代提出、80 年代实施的一种三级电压控制模式，后来在多个国家电网中得到应用，其基本思想如图 10.6-11 所示。图中，电网被划分成若干近似解耦的控制区域，整个控制系统分为三个层次：一级电压控制（PVC）、二级电压控制（SVC）和三级电压控制（TVC）。

一级电压控制为本地控制，是对快速、无规则的电压变化的自动控制。控制器由本区域内发电机的自动励磁调节器（AVR）、有载调压变压器（OLTC）及可投切的电容器组成，只用到本地的信息，控制时间常数一般为几秒钟。在这级控制中，控制设备通过保持输出变量尽可能地接近设定值来补偿电压快速和随机的变化。

二级电压控制是三级电压控制中联结其他两个层次的关键环节。二级电压控制的主要目标是以某种协调方式重新设置区域内下一级电压控制（AVR）的设定值，使得各节点电压满足运行要求。它能够从区域电压稳定的角度出发，合

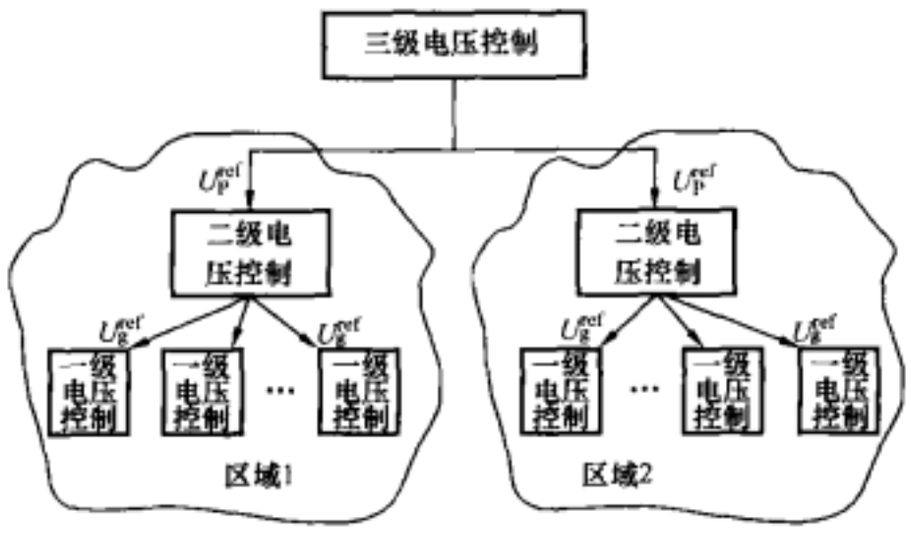


图 10.6-11 法国电网的三级电压控制模式

理、协调地分配本区域内各电压/无功支持源的无功功率，突破了只根据本机附近信息进行电压控制所固有的分散性和局部性，充分利用区域的无功储备，在一定程度上能够改善区域的电压水平和提高系统的电压稳定性。二级电压控制的时间常数为分钟级。

三级电压控制是其中的最高层次，它以全系统的经济运行为优化目标，并考虑稳定性指标，最后给出中枢母线电压幅值的设定参考值，供二级电压控制使用。三级电压控制的时间常数在几十分钟到小时级。

5.1.2 江苏电网的三级电压控制模式

国外的三级电压控制模式的控制区域的划分通常是以参数形式固化在硬件控制器中的，这种“硬分区”控制模式难以适应电力系统的不断发展和实时运行工况的大幅度变化。国内科研人员提出了基于“软分区”的控制模式，并在江苏电网中得到了应用，其控制结构如图 10.6-12 所示。

整个电压控制系统由控制中心的主站和电厂侧的子站组成，二者通过高速电力数据网通信。系统的在线软分区模块，根据当前电网的实时运行情况，在线将电网划分成彼此近似解耦的控制区域，能在线跟踪电网结构变化；三级电压控制处于整个控制的中心环节，它周期进行优化计算，给出每个区域中枢母线电压的设定值 U_P^{ref}，供二级电压控制使用；二级电压控制模块针对每个控制区域，利用 SCADA 的实时遥测采集当前中枢母线电压 U_P，以二者的差值作为输入，通过求解一个二次规划模型，给出控制策略，使得中枢母线电压控制到设定值附近。二级电压控制给出的控制策略是调整控制发电机所挂接的高压侧母线电压设定值 U_{Href}，子站系统再根据 U_{Href} 求解发电机无功的调整量，利用 AVR 实现一级的闭环控制。选择 U_{Href} 主要是为了使主站和子站之间界面分割清晰，保证即使和主站之间的通道出现问题，子站仍能够根据预置曲线独立完成本地控制，从而提高控制的可靠性。

5.2 控制区域划分

将较大规模的电网分解成若干弱耦合的分区，从而将一个全网进行的电压控制问题分解成各个分区中独立进行电压控制子问题，这可以说是二级电压控制的重要特征。控制区域划分的意义在于：①对一个较大规模的电网，无功电压空间上分层分区的特性是固有存在的。②分区的目的是为了压缩电压控制的目标空间。由于负荷节点的数目大于发电机节点（控制节点）的数目，因此这不是一个完全可控的问题，不可能实现对每个节点电压的精确控制。而对电网进行合理的控制区域划分，从中选取最具代表性的节点作为控制对象，可将控制目标映射到一个较小的空间，保证电压控制的可行性。③分区控制可以提高电压控制的鲁棒性。采用分区域控制后，一方面只需要采集中枢母线、控制发电机等少数关键信息，大大降低了对于量测准确性的依赖程度；另一方面，不同区域的控制相互独立，某个区域的通信信道故障不会对其他区域造成影响，大大提高了控制的鲁棒性。

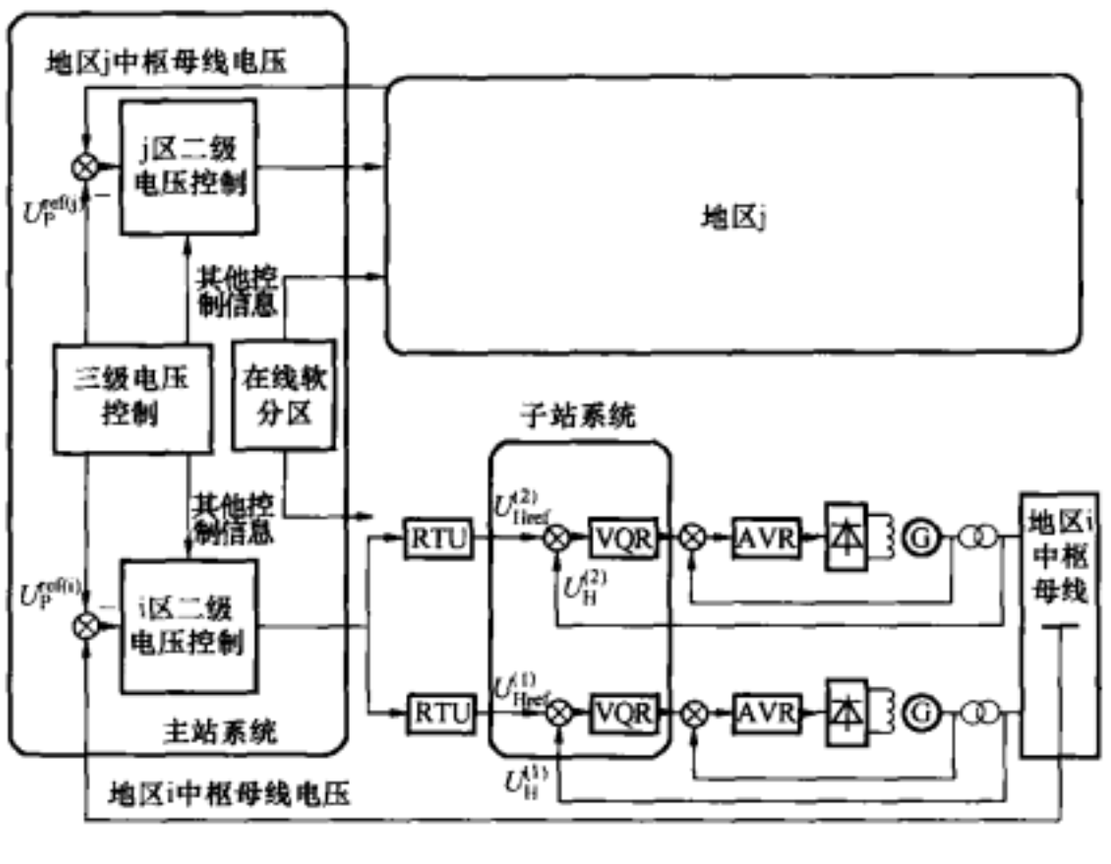


图 10.6-12 江苏电网的三级电压控制结构

区域的划分应当尽可能满足两个条件：①每个控制区域有足够的无功电源储备以控制本子区域的电压变化；②尽可能地减少相邻控制区域二级电压控制的相互影响。

从整体上看，控制分区求解的主要工作分成为两步：①如何描述不同节点之间的关系，这种关系一般最终转化为节点之间在电气连接上的远近程度；②在给定关系的情况下，如何完成节点的归并。一般来说可以采用聚类分析或者图论的方法。

节点之间在电气连接上的远近程度，可以看作二者的电气距离。一种电气距离定义方法是从潮流方程的 Q—U 迭代格式出发，定义节点 A 和节点 B 之间的电气距离，并从信息论的角度分析该电气距离与条件熵之间的关系。其本质上表征了节点 A 上的负荷波动所引起的电压变化对节点 B 的电压的影响程度，即从二级电压控制的可观测性入手，寻找当负荷发生变化时，电压变化趋势接近的节点集合作为一个控制区域。另一种电气距离定义方法是从电压可控性的角度入手，分析不同负荷节点在无功源的控制作用下的响应特性，将响应特性相近的节点合并为同一区域，即可以得到基于“无功源控制空间”的电气距离定义。

基于“无功源控制空间”的聚类方法在江苏电网无功电压优化控制系统的“软分区”模块中得到了应用，并取得了良好的效果。2004 年 3 月，江苏电网在运行方式上进行了一次较大的调整，苏州和无锡两区域所有的 220kV 联络线全部断开，只通过 500kV 联络线耦合。软分区模块得到的结果很好地跟踪实际电网结构上的变化，原来作为一个控制区域的苏州无锡地区分解成苏州和无锡两个控制区域，符合现场运行人员的运行经验。

5.3 二级电压控制

二级电压控制首先将整个系统分解成若干控制区域，在每个控制区域中选出其最关键的对区域内其他节点有重要影响的电压母线为“中枢母线”（pilot node），并根据中枢母线的电压偏差，按照某种预定的控制方式协调调整区域内各控制发电机的 AVR 的参考电压设定值或其他无功源的设定

值，从而使中枢母线的电压基本保持不变，达到维持整个区域良好的电压水平和无功分布。

法国电力公司 EDF 于 1974 年提出的二级电压控制模型如图 10.6-13 所示。

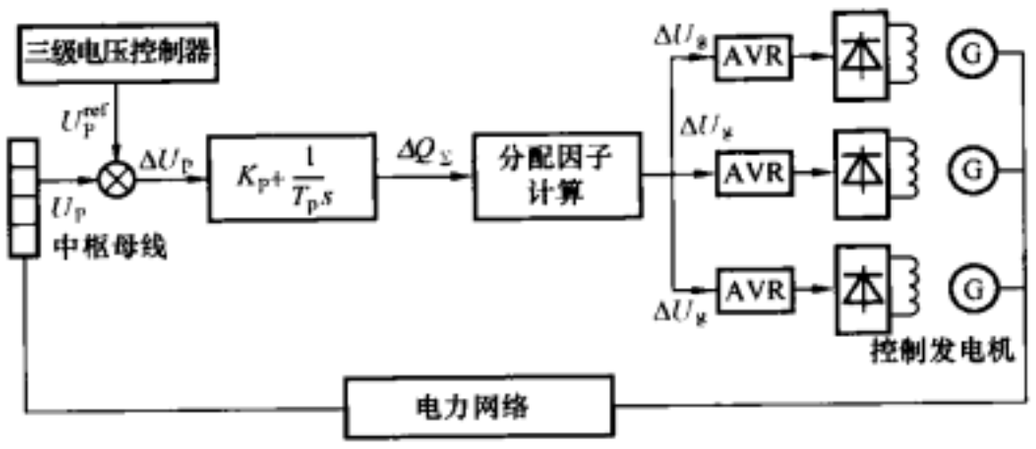


图 10.6-13　二级电压控制模型

在这种控制方案里，整个二级电压控制系统由两个控制环节组成："电压控制闭环"得到一个代表本区域内总无功需求等级的控制信号 ΔQ_Σ；ΔQ_Σ 又输入给"无功控制闭环"，SVC 根据该信号来决定区域内每台控制发电机的 AVR 的设定电压调整量 ΔU_g，采用的分配原则是每台发电机对于区域内无功总需求的贡献与该发电机的容量成正比。

在传统的二级电压控制系统中，不同的二级电压控制分区之间不进行协调，这依赖于控制分区的良好选择：①在负荷发生波动的情况下，如果中枢母线电压能维持在设定值附近，则本区域的其他母线电压的波动也很小；②某个区域的控制动作不会引起其他区域内的较大电压波动；③无论在正常还是紧急条件下，每个控制分区都有足够的无功控制能力。

协调的二级电压控制（CSVC）与传统的二级电压控制相比有很大改进：①CSVC 控制的范围更大，一个 CSVC 控制区域包含了原有的多个 SVC 控制区域和多个中枢母线。控制区域的扩大有效的缓解了原有二级电压控制区域之间弱耦合性假设不再成立所带来的矛盾。②CSVC 使用带约束的二次规划模型来求解控制策略，通过软件的方式在控制中心实现，更加灵活。③CSVC 考虑了控制发电机和中枢母线之间的灵敏度矩阵，可以描述发电机与中枢母线之间不同的紧密程度，能够得到对控制目标最为有效的策略。④CSVC 在二次规划模型中可以通过增加不等式约束的方法来考虑各种安全约束，保证得到的控制策略在预想的安全范围内。

江苏电网应用的无功电压优化控制系统同样采用了 CSVC 的思想，定义无功裕度向量 Θ_g，其第 i 个分量为

$$\Theta_{gi}=\frac{Q_{gi}+\Delta Q_{gi}-Q_{gi}^{\min}}{Q_{gi}^{\max}-Q_{gi}^{\min}} \tag{10.6-12}$$

采用的目标函数如下

$$\min_{\Delta Q_g}\{W_p \parallel \alpha(U_P-U_P^{ref})+C_g\Delta Q_g \parallel^2+W_q \parallel \Theta_g \parallel^2\} \tag{10.6-13}$$

并满足如下的安全约束

$$\left.\begin{aligned}
&|C_{vg}\Delta Q_g| \leqslant \Delta U_H^{\max}\\
&U_H^{\min} \leqslant U_H+C_{vg}\Delta Q \leqslant U_H^{\max}\\
&U_P^{\min} \leqslant U_P+C_g\Delta Q_g \leqslant U_P^{\max}\\
&Q_g^{\min} \leqslant Q_g+\Delta Q_g \leqslant Q_g^{\max}
\end{aligned}\right\} \tag{10.6-14}$$

式中：ΔQ_g 作为优化变量，表示可控发电机无功功率的调节量；Q_g、$Q_g^{\min}$ 和 $Q_g^{\max}$ 分别表示可控发电机无功当前值、下限和上限；U_P^{ref} 表示中枢母线设定电压；U_P、$U_P^{\min}$ 和 $U_P^{\max}$ 分别表示中枢母线电压当前值、中枢母线电压下限和上限；W_p 和 W_q 为权重系数；α 为增益系数；Q_g、$Q_g^{\min}$ 和 $Q_g^{\max}$ 分别表示控制发电机当前无功、无功下限和无功上限；U_H、$U_H^{\min}$、$U_H^{\max}$ 和 $\Delta U_H^{\max}$ 分别表示发电机高压侧母线的当前电压、电压下限、电压上限和允许的单步最大调整量。

目标函数的第一项表示控制后中枢母线电压与设定值之间的偏差尽可能小。目标函数的第二项表示控制后发电机的无功功率比例，对于某台发电机，该比例越小，说明该发电机的无功裕度越大，而以平方和的形式出现在目标函数中，将促使各台发电机向无功功率更均衡的方向发展。

仿真计算结果和现场实际应用效果都表明了该 CSVC 模型的有效性，图 10.6-14 显示了江苏电网某控制区域在近似负荷条件下，投入 AVC 前后中枢母线电压的对比情况，从图可以看出，未投入 AVC 的情况下，中枢母线电压随着负荷的变化有明显的峰谷差，最高电压 236.5kV，最低电压 232.6kV，二者相差 3.9kV；而投入 AVC 之后，中枢母线电压在控制的作用下波动大幅度减小，最高电压 235.6kV，最低电压 233.6kV，二者偏差 2.0kV。

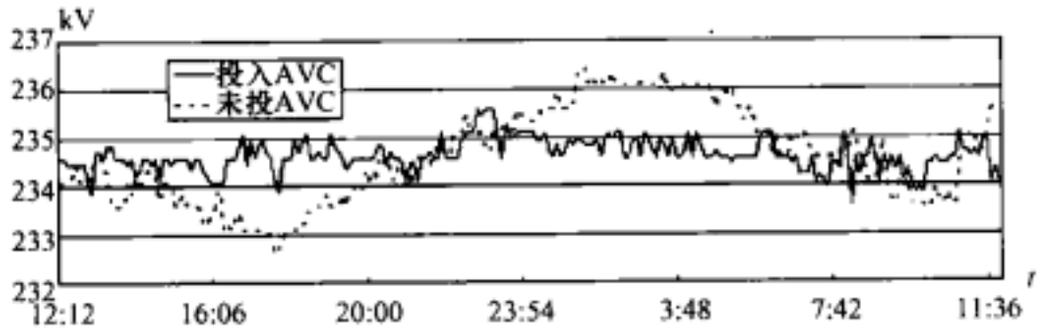


图 10.6-14　江苏电网 AVC 控制电压实测效果

5.4　三级电压控制

三级电压控制以全系统的经济运行为优化目标，综合考虑安全性指标，给出中枢母线电压幅值的设定参考值，供二级电压控制使用。

基于最优潮流的三级电压控制是寻求满足无功电压约束下的全网网损最小化，其目标函数为

$$\min f=P_{Loss}=\sum_{(i,j)\in NL}(P_{ij}+P_{ji}) \tag{10.6-15}$$

满足约束

$$h(x)=\begin{cases}
P_{Gi}-P_{Di}=U_i\sum_{j\in i}U_j(G_{ij}\cos\theta_{ij}+B_{ij}\sin\theta_{ij})\\
Q_{Gi}-Q_{Di}=U_i\sum_{j\in i}U_j(G_{ij}\sin\theta_{ij}-B_{ij}\cos\theta_{ij})\\
i=1,\wedge,NB \qquad \theta_s=0
\end{cases} \tag{10.6-16}$$

$$\begin{aligned}
&Q_{Gi}^{\min}\leqslant Q_{Gi}\leqslant Q_{Gi}^{\max} \quad i=1,\wedge,NQG\\
&t_k^{\min}\leqslant t_k\leqslant t_k^{\max} \quad k=1,\wedge,NT\\
&U_i^{\min}\leqslant U_i\leqslant U_i^{\max} \quad i=1,\wedge,NB
\end{aligned}$$

式中：$h(x)$ 是潮流方程；$Q_{Gi}^{\min}$、$Q_{Gi}^{\max}$ 是无功电源功率上下限；$U_i^{\min}$、$U_i^{\max}$ 是母线电压的上下限；$t_k^{\min}$、$t_k^{\max}$ 是变压器分头挡位的上下限。

最优潮流求解采用交叉逼近算法。在对江苏电网 407 个

节点，478 条支路系统的最优潮流计算中，计算时间小于 0.2s，收敛率接近 100%，已经可以满足实时控制应用的需要。

三级电压控制的投入为江苏电网在降低网损方面取得了显著效果。选择电网负荷接近的两天作为对比，两天的网损率曲线如图 10.6-15 所示。从网损率对比曲线中可看出，投入 AVC 控制后，网损率曲线在大部分时段有明显的下降，全天网损率平均下降 0.05 个百分点，经济效益十分明显。

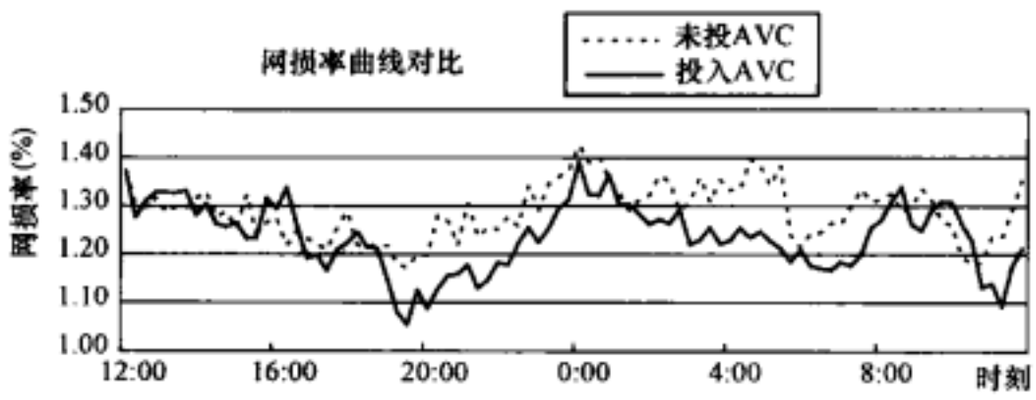


图 10.6-15 电网 AVC 控制前后网损比较

参 考 文 献

[1] 中国电力百科全书(第二版). 输电与配电卷. 北京：中国电力出版社，2001.

[2] 中国电力百科全书(第二版). 电力系统卷. 北京：中国电力出版社，2001.

[3] T. J. E 米勒主编，胡国根译. 电力系统无功功率控制. 北京：水利电力出版社，1990.

[4] 陆安定. 发电厂变电所及电力系统的无功功率. 北京：中国电力出版社，2003.

[5] 周双喜，朱凌志等. 电力系统电压稳定性及其控制. 北京：中国电力出社，2004.

[6] 程浩忠，吴浩. 电力系统无功与电压稳定性. 北京：中国电力出版社，2004.

[7] 李坚. 电网运行及调度技术问答. 北京：中国电力出版社，2004.

[8] 许业清. 实用无功功率补偿技术. 合肥：中国科学技术大学出版社，1998.

[9] 陈柏超. 新型可控饱和电抗器理论及应用，武汉：武汉水利电力大学出社，1999.

[10] 罗承廉，纪勇，刘遵义. 静止同步补偿器(STATCOM)的原理与实现. 北京：中国电力出版社，2005.

[11] 王梅义，吴竞昌，蒙定中. 大电网系统技术. 中国电力出版社，2003.

[12] 张晓艳，丁明，王建. 城市电网最优无功补偿容量模型及应用. 合肥工业大学学报，2004，27(12)：1547-1550..

[13] 王 剑，牛晓民. 大房双回 500kV 串联电容补偿线路系统调试. 华北电力技术，第 3 期，2002.

[14] 郭剑波，武守远，李国富，等. 甘肃成碧 220kV 可控串补国产化示范工程研究. 电网技术，2005，29(19).

[15] J. P. Paul, J. Y. Leost, J. M. Tesseron. Survey of the Secondary Voltage Control in France: Present Realization and Investigations. IEEE Transactions on Power Systems, 1987, 2(2): 505-512.

[16] M. Ilic, X. Liu. Improved Secondary and New Tertiary Voltage Control. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10(4): 1851-1862.

[17] 孙宏斌，张伯明，郭庆来，等. 基于软分区的全局电压优化控制系统设计. 电力系统自动化，2003，27(8)：16-20.

[18] S. Corsi, M. Pozzi, C. Sabelli, et al. The coordinated automatic voltage control of the Italian transmission grid-Part I: Reasons of the choice and overview of the consolidated hierarchical system. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(4): 1723-1732.

[19] S. Corsi, M. Pozzi, M. Sforna, et al. The coordinated automatic voltage control of the Italian transmission grid-Part II: Control apparatuses and field performance of the consolidated hierarchical system. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(4): 1733-1741.

[20] 程浩忠，祝达康，万善良，严健勇. 城市电网发展规划方案的无功优化配置与分析. 电网技术，1997，21(10)：41-43.

[21] 陈章潮，顾洁. 配电网规划及自动化(四)(第四讲 无功电源优化配置). 电网技术，1995，19(12)，65-67.

[22] Wenjuan Zhang, Leon M. Tolbert. Survey of Reactive Power Planning Methods. IEEE Power Engineering Society General Meeting, June 12 ~ 16, 2005: 1580-1590.

[23] 刘新东. 如何确定 10kV 线路分散补偿电容器容量及安装位置. 电工技术，2000. 2：23-24.

[24] 王民权，李威震. 企业无功功率补偿点的合理选择. 电工技术，2000. 2：7-10.

[25] Taciana V Menezes, Luiz C P da Silva, et al. Dynamic VAR Sources Scheduling for Improving Voltage Stability Margin. IEEE Trans. on Power Systems, 2003, 18(2): 969-971.

[26] Affonso C M, da Silva L C P, Lima F G M, et al. MW and MVar management on supply and demand side for meeting voltage stability margin criteria. IEEE Trans. on Power Systems, 2004, 19(3): 1538-1545.

[27] Bansilal, Thukaram D, Parthasarathy K. Optimal reactive power dispatch algorithm for voltage stability improvement. International Journal of Electrical Power and Energy System, 1996, 18(7): 461-468.

[28] 许有方. 华中区域电网 500 kV 枢纽变的有载调压和静止补偿. 2006，16(1).

[29] 杨会贤. 电力系统中枢点电压管理. 西北电力技术，2005，1.

[30] 刘桂英，粟时平. 无功电能计量理论技术及其发展. 中国测试技术，2006，32(2).

[31] 金广厚，郝建国，宋建永. 几种无功功率的定义方法. 东北电力技术，2004，2.

[32] 李庚银，陈志业等. dq0 坐标系下广义瞬时无功功率定义及其补偿. 电机工程学报，1996，16(3)：176-179..

[33] 林海雪. 静止无功补偿装置在输电系统中的应用. 电力设备，2005，10(6).

[34] 刘乾业，许 伟. 500kV 变电站的无功补偿装置. 山西电力技术，2000，9(2).

[35] 戴先中，唐统一，孙树勤. 非正弦三相电路中瞬时无功量的普遍化定义. 中国电机工程学报，1998，18(6).

[36] 金广厚，郝建国，宋建永，几种无功功率的定义方法. 东北电力技术，2004，2.

[37] 陈允平，彭辉，樊友平. 基于任意周期电压电流的无功功率定义及其数学模型. 中国电机工程学报，2006，26(4).

[38] 并联电容器装置设计规范. 北京：中国计划出版社 1995.

[39] 电力工程设计手册. 电气一次部分. 北京：水利电力出版社，1989.

[40] 田友元. 高压集合式并联电容器设计的若干问题. 电力电容器. 1997，(3)1.

[41] 陈葛松，叶海蓉. 可控串联补偿技术及其应用介绍. 国际电力，2004，42(8).

[42] 吴文辉，刘会金. 静止同步补偿器(STATCOM)技术的研究现状与发展，华东交通大学学报，2005，22

(2).

[43] 钟俊涛，张铁军. 新型可控电抗器简介. 变压器，2003，40(1).

[44] 周腊吾，徐勇，朱青，朱英浩. 新型可控电抗器的工作原理与选型分析计算. 变压器，2003，40(8).

[45] 田翠华，陈柏超. 可控电抗器在西北 750kV 系统中的应用. 高电压技术，2005，31(3).

[46] 翁利民，张广祥，舒立平，张启春. 静止型无功补偿装置的应用. 供用电，2000，17(5).

[47] A. Ríos Villacorta and M. V. Gascó González S. Arnaltes Gómez and J. L. Rodríguez Amenedo. Implementation Of The Wind Park PQ Curve In The Dimensioning Of The Reactive Compensation System. NORDIC WIND POWER CONFERENCE, 1-2 MARCH, 2004, CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY.

中国电气工程大典
CHINA ELECTRICAL ENGINEERING CANON
第8卷
电力系统工程

第11篇 电力系统稳定性及稳定控制

主编单位： 华中科技大学
四川大学
浙江大学

主　　编： 程时杰　李兴源　曹一家　段献忠　文劲宇

执　　笔： 程时杰　华中科技大学
李兴源　四川大学
曹一家　浙江大学
段献忠　华中科技大学
文劲宇　华中科技大学
杜正春　西安交通大学
刘天琪　四川大学
孙　衡　四川大学
江全元　浙江大学
吴　浩　浙江大学
王少荣　华中科技大学
孙海顺　华中科技大学

主　　审： 夏道止　西安交通大学
周孝信　中国电力科学研究院
卢　强　清华大学

第1章 绪 论

1 现代电力系统的基本特性

电力系统的稳定性问题是电力工业最基本的核心问题，也是电力运行部门最关心的一个重要问题，一个不能保证稳定性的系统是谈不上任何其他品质的。电力系统各种分析方法、控制设备、继电保护装置的应用，其最终目的之一就是为了保证系统的稳定运行。长期以来，电力系统安全稳定性理论的发展落后于电力系统自身规模的发展和复杂程度的增加，正因为如此，世界上许多国家都发生过因电力系统稳定性破坏而导致的大停电事故。2003 年 8 月 14 日发生在美国、加拿大东部的大停电事故波及24 000km^2，受影响人口达 5000 万，仅纽约地区就停电 29h，直接经济损失高达 120 亿美元。这次事故在全世界引起了很大的震动，以致美国总统将电力系统的大停电事故提高到“危及美国国家安全”的高度来认识。

随着“西电东送、南北互供、全国联网”电力发展战略的实施，我国的电力系统已进入大机组、超高压、超大规模、远距离、交直流混合输电的时代。电网结构和运行方式的日益复杂将使我国电力系统的稳定性问题变得越来越突出，由于系统失稳造成的损失也将越来越大。

保障电力系统的安全稳定是世界性的难题。尽管世界各国政府和相关研究机构一直投入了大量的人力和财力进行研究，但至今这个问题还远不能说已经得到解决。如对 1996 年发生在美国的两次大停电事故，迄今尚未真正弄清事故的连锁反应机理。鉴于电力系统在国民经济中所处的的重要地位，深入研究电力系统各种稳定性问题的物理本质和产生机理，采取一切必要的措施，确保我国电力系统的安全稳定运行，对保证我国的国家安全具有重要的战略意义。

电力系统是由分布在辽阔地域的发电机及其调节控制系统、变压器、输配电线路、用电设备（负荷）等大量电力设备组成的大型互联系统，规模巨大、结构复杂、运行方式多变、非线性因素众多、干扰随机性强是其基本特点；而且，由于电力系统中缺乏大容量的快速储能设备，电能的生产和消费在任何时刻都必须基本保持平衡。这些特点使电力系统的安全、优质、经济运行一直面临着严重的挑战。电力系统运行的根本任务就是安全、优质、高效地向用户提供电能，而保证电力系统持续安全稳定运行则是完成这一任务的先决条件。

在过去的二十多年里，电力系统逐步进入了“现代电力系统”时代，其重要标志是信息化、柔性化和市场化。这样的电力系统无论是在规划、运行控制以及分析技术等方面都发生了很大的变化，主要体现在以下三个方面：

首先，数字计算机技术获得了广泛的应用和长足的进步。计算机硬件运算水平的发展遵循著名的“莫尔定理”，CPU 的运算水平每隔 12 个月提高一倍，软件的性能也是日新月异。这直接改变了电力系统的分析手段和规划水平。目前，数字计算机已能处理数万个节点的潮流分析问题，使人们对实际电力系统不需进行过分的简化就可以进行分析计算，使最优潮流、静态安全分析、动态安全分析、暂态稳定分析的在线应用等以前认为不可能实现的事情现在也有望成为可能。

其次，电力电子技术在电力系统的大量应用为电力系统提供了更快速、更准确、更柔性化的控制手段，使以前难以实现的控制手段和调节方法有可能实现。早期电力电子器件在电力系统中的应用仅限于基于晶闸管的励磁控制和 HVDC 系统，现在随着诸多全控型电力电子器件在电力系统中的应用，出现了功能强大的各类 FACTS 控制器和新型 HVDC 输电系统，它们能有效提高系统的传输极限、控制系统的运行方式、改善系统的动态品质。此外，随着先进通信技术的广泛应用，对电力系统各种信号和运行状态进行准确和全面的在线监测、分析、控制也成为可能。

最后，电力工业市场化已经成为现代电力系统的发展趋势。从 20 世纪 80 年代开始，世界上不少国家，如美国、英国、澳大利亚等已经开始推行电力市场化的改革，其主要的目的就是打破垄断、开放电网、建立自由竞争的电力市场环境。不同于其他很多行业，如银行、证券、电信行业等，电力市场化牵涉一系列的新旧技术难题。

在市场化前，为了确保电力系统的稳定性，电力系统常常依据充分冗余的原则进行设计。但在市场化改革后，由于发电方和输电方将分离，各自组成独立核算的电源公司和电网公司，为了降低成本，追求利润最大化，电力系统的冗余度势必会在一定的程度上得到降低。为了在降低冗余度的情况下不降低电力系统的稳定性，需要不断开发和引进新的控制设备和软件，采用新的网络通信技术和检测控制手段。此外，电力市场化不仅仅涉及与电力系统稳定性相关的一系列技术问题，还会涉及经济性问题、环境保护问题、电能质量问题以及如何保证公平竞争规则的实施等问题。因此，电力市场化是一场电力工业技术和观念上的革命，它必然会在很大程度上改变电力系统的运行和经营方式，同时对电力系统技术革新提出更高的要求，加速实现电力系统信息化、柔性化、智能化的进程。

2 电力系统稳定性

电力系统稳定性是关系到电力系统安全运行的重要问题。早期电力系统规模较小，大多相互独立运行，人们主要关注的是电力系统的暂态稳定性问题。随着电网之间的逐步互联，新型输电技术和控制手段的应用，系统的运行方式变得越来越复杂，运行状态更加接近其极限状态，由此出现了各种不同形式的稳定性问题。这里首先简要介绍电力系统稳定性的各种定义和分类，以及各种类型稳定性问题所对应的物理现象及其相互之间的本质联系，使读者得到一个关于电力系统稳定性的总体概念。

2.1 电力系统稳定性的基本概念

根据电气电子工程师协会和国际大电网工程师协会（IEEE/CIGRE）特别工作小组（Task Force）的定义，电力系统稳定性是指系统在某一给定的初始稳态运行工况下遭受干扰后重新恢复稳态运行的能力，系统中的大多数变量不超

出其允许的运行范围，并且保持结构上的整体性。

电力系统是一个高度非线性的系统，系统负荷、发电机输出功率以及主要运行参数等每时每刻都处于变化状态，没有一个绝对的稳态运行平衡点。为了便于评价系统的稳定性，常常假定系统初始运行状态为某一平衡点，电力系统稳定性实际上就指系统在平衡点及其邻域上的稳定性，它由系统的初始平衡点运行状态和干扰的性质共同决定。

电力系统在运行过程中可能遭受各种各样的干扰，通常按照干扰的性质将其分为大干扰和小干扰。比如常常将负荷的经常性随机变化视作小干扰，而将输电线路上发生的短路故障，或者一台大容量发电机组的突然退出运行视为大干扰。在负荷持续性随机变化的情况下，系统应该具有调整自己的运行状态以适应负荷变化的能力，而在大干扰情况下，系统通常会由于需要隔离故障元件而引起自身结构上的变化。

在给定的平衡点上运行的实际电力系统，可能会在遭受某些大干扰的情况下继续保持稳定运行，而在另外一些干扰情况下则可能会失去稳定。要求系统在所有可能的干扰情况下都能保持系统的稳定运行既不现实也不经济，必须根据干扰发生的可能性大小来确定哪些情况下的系统稳定性是必须考虑的。也就是说，需要确定系统在稳定平衡点周围所具有的一个有限稳定区域，该区域越大，表明系统承受干扰的能力越强。初始运行点变化时，稳定区域也会发生相应的变化。

电力系统遭受干扰后，其中一些设备会产生相应的动作，系统运行状态也会发生相应的改变。比如，一台主设备发生故障后，继电保护装置将会动作以隔离故障设备，相应的系统潮流分布、网络各节点电压以及电机转速等都会发生变化；电压变化会引起发电机和输电系统中电压调节设备的动作；发电机转速的变化又会引起原动机调速系统动作；电压和频率的波动还会引起负荷从电网吸取功率的变化，这种变化与负荷的性质有很大的关系。进一步地，系统运行变量的变化可能还会引起保护装置动作，切除相应的受保护元件，从而弱化系统，甚至导致系统不稳定。

如果在遭受干扰后系统仍然保持稳定运行，系统将重新达到某一新的平衡运行状态，并且保持系统完整性，即系统中所有健全的发电机、负荷等电力元件仍然通过输电网络连接在一起，部分电力元件可能由于故障而被切除或者按计划退出运行以保持系统运行的连续性。大型互联电力系统在故障后，也可能会分裂为多个相互独立的系统运行，以尽可能减少切机和切负荷容量。最终通过自动控制装置或者调度人员操作使系统恢复到正常运行状态。另一方面，如果系统不稳定，发电机转子之间的相对转角会不断增加，或者节点电压会逐渐下降，并且导致连锁性故障，乃至系统大面积停电。

2.2 电力系统稳定性的分类

现代电力系统是一个高阶多变量的复杂动力学系统，包含众多响应特性各异的元件，而这些响应特性各异的元件又通过输配电网络相互联系在一起，因此系统的整体动态特性不仅与这些元件本身的动态响应特性有关，而且还与电网互联带来的特殊问题有关。为了便于理解各种动态特性的物理本质和采用合理的简化方法来分析不同性质的问题，常常需要根据系统动态过程中所关心物理量、系统承受干扰大小以及动态过程持续时间的不同，对电力系统的稳定性进行分类。根据 IEEE/CIGRE 推荐的分类方法，首先根据动态过程中所关心物理量的不同，将电力系统稳定性分为功角稳定、频率稳定和电压稳定三类；进而，根据干扰的性质又将功角稳定分为小干扰稳定和暂态稳定，同样将电压稳定分为小干扰电压稳定和大干扰电压稳定；另外，从干扰后动态过程的持续时间来看，功角稳定问题所涉及的电力系统元件通常都具有相对较快的动态响应速度，动态过程持续时间一般较短（如 10s 或更短），属于短期稳定性问题，而频率稳定和电压稳定根据所涉及的设备不同，其动态特性可以分为短期稳定性和长期稳定性。基于这种考虑，2004 年 IEEE/CIGRE 特别工作小组给出了图 11.1-1 所示的电力系统稳定性分类方法。

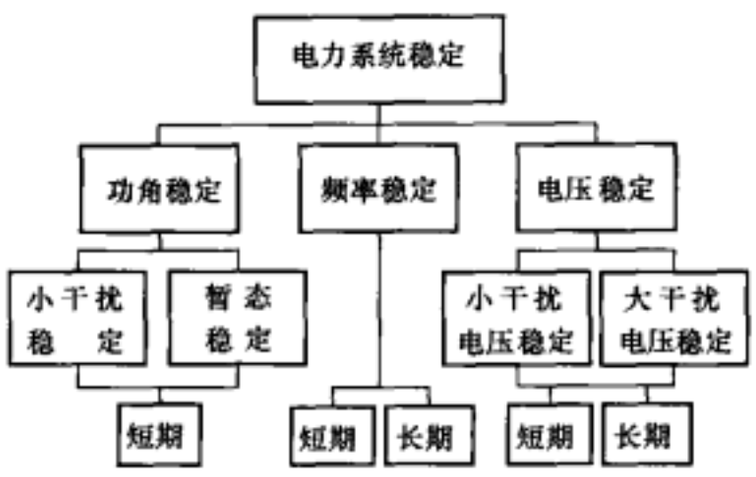


图 11.1-1 电力系统稳定的分类

需要指出的是，电力系统是一个统一的整体，从稳定性理论的观点看，电力系统稳定性只有稳定和不稳定的区别，功角稳定、电压稳定和频率稳定都是这个统一系统稳定性的不同侧面。在实际系统中，上述这些稳定问题常常是相互关联和互相影响的。

3 功角稳定性

功角稳定性是指电力系统中并联运行的发电机组在系统遭受干扰后仍然保持同步运行的能力。反映功角稳定性的主要物理量是系统中发电机转子间的相对功角，它由作用在发电机转子上的电磁转矩和机械输入转矩之间的平衡关系所决定。功角不稳定的主要现象是系统中部分发电机转子的功角出现增幅振荡以致失去与其他发电机间同步运行的能力。

功角稳定性所研究的是电力系统内部固有的机电振荡特性，它与发电机输出电磁功率随功角变化的特性直接相关。对于多机并联运行的复杂电力系统，每一台发电机的输出电磁功率都与系统所有发电机转子的功角有关。当系统处于稳态运行时，作用在各台发电机组转子上的电磁力矩和机械力矩平衡，发电机转速恒定，转子之间的相对功角保持不变。一旦遭受干扰，系统中的这种平衡状态就被破坏，部分发电机会因为输出电磁功率减小出现转子加速现象，另一部分发电机则会因为输出电磁功率增加出现转子减速现象，由此导致发电机转子之间相对功角的变化。相对功角的变化又会引起发电机的电磁功率和电磁转矩的变化，从而引起系统的机电振荡。在某些情况下，这种机电振荡会越来越大，最终出现某台发电机组与系统中其他发电机组之间失去同步，或者不同的同步机群之间失去同步的现象，这时系统会解列。解列后的系统，各机群内部的发电机之间仍然可能保持同步运行。

在单机对无穷大电源系统中，常常将同步电机遭受干扰后电磁转矩的变化分为同步转矩和阻尼转矩两个分量。其中，同步转矩与转子功角变化量成正比，阻尼转矩与转子角速度变化量成正比。对于发电机而言，如果缺乏足够的同步转矩，发电机的功角将持续增加或者减少，导致机组非周期性或者非振荡性地失去同步。而阻尼转矩的不足将导致发电

机功角和其他相关电量的增幅振荡，并最终失去同步。

为了便于分析和认识这类稳定性问题的本质，通常将功角稳定分为小干扰功角稳定和大干扰功角稳定，后者也称作暂态稳定。以下分别对其进行介绍。

3.1 小干扰功角稳定

小干扰功角稳定有时也称作小干扰稳定，它表示系统在受到小干扰时维持全网发电机同步运行的能力。由于通常假定这种干扰足够小，因此可以利用线性化的分析方法来研究系统的稳定性。

小干扰功角稳定性与系统的初始运行状态有关。发生不稳定的形式可能有两种：①发电机功角非周期性或者非振荡型增加，即非周期性失稳；②发电机功角出现增幅振荡，即振荡型失稳。

现代电力系统中，小干扰功角稳定性问题主要表现为由于阻尼转矩不足造成的振荡型失稳，这种形式的小干扰功角稳定问题也就是通常所说的电力系统低频振荡。非周期性失稳的问题在很大程度上可以通过调整发电机组的运行工况或自动电压调节器的连续调节作用来消除，从调节励磁的角度看，这种不稳定现象只在发电机恒定励磁的情况下才可能出现，比如发电机励磁达到励磁限幅。

电力系统的低频振荡常常分为局部模式振荡和区间模式振荡两种。局部模式振荡通常发生在区域电力系统的内部，指区域电网内的某台发电机组相对于区域内其他机组间的功角振荡现象；这种振荡模式的稳定性决定于机组与系统联系的强弱以及发电机励磁控制系统和电机的运行状况。区间振荡模式是指多区域互联大系统某个区域的发电机群相对于另外一个或数个区域发电机群间的转子功角振荡现象，在区域内部，各发电机组之间保持相对同步。这种区间模式振荡对于系统具有全局性的影响，其特性与局部模式振荡有很大差别。负荷特性对于区间模式振荡具有非常重要的影响。这两种振荡模式的特征频率一般比较低，在0.1～2Hz之间，这也是“低频振荡”一词的由来。

电力系统中还有一类特殊的机电振荡，即次同步振荡。次同步振荡是由于大型汽轮发电机轴系与电气系统之间所存在的机电耦合作用而产生的扭转模式振荡。这种扭转模式振荡同时包括轴系的机械扭转振荡和电气系统振荡，机械扭转振荡频率通常接近转子轴系的自然频率，电气振荡频率则为系统频率与机械振荡频率的差频。这种振荡的振荡频率相对较高，又低于同步频率，因此又称作次同步振荡。电力系统输电线路采用串联电容器补偿、发电机励磁和调速控制以及直流输电控制不适当等情况都有可能激发次同步振荡。次同步振荡会加速汽轮机轴系的疲劳损坏，严重时甚至直接导致轴系的破坏。

小干扰功角稳定性问题所关心的一般是指干扰发生后10～20s时间内的动态过程。

3.2 暂态稳定

暂态稳定或者大干扰功角稳定性是指系统在遭受比较严重的干扰情况下系统各发电机维持同步运行的能力，比如输电线路上发生的短路故障。在这种情况下，系统中各台发电机的功角受电机电磁功率特性的影响，往往会相对于初始运行状态出现较大的偏离。

电力系统暂态稳定性与系统初始运行状态和干扰的严重程度有关。暂态不稳定常常表现为由于干扰后功率的不平衡导致发电机之间相对功角的非周期性增大，即所谓的第一摇摆失稳。对于大型互联电力系统来说，暂态不稳定还有可能表现为另外一种形式，即在第一次摇摆的过程中系统并没有失去稳定，但由于系统同时存在较慢动态过程的区间振荡和局部振荡，两者的叠加导致系统中某些发电机功角发生较大的偏差，从而失去暂态稳定。此外，由于系统非线性因素的影响，也可能使得系统在第一摇摆之后失去稳定。

暂态稳定问题研究所关心的通常是干扰发生后3～5s内的系统动态过程。对于大型电力系统，考虑到可能存在的区间振荡，由于振荡频率较低，则还需要考察更长时间（如10～20s）的动态过程。如图11.1-1所示，从所关心动态过程的持续时间来看，小干扰功角稳定和暂态稳定均属于短期电力系统稳定性问题。

相关文献中对于电力系统功角稳定的分类常常还有动态稳定的提法。关于该术语，不同的国家或不同的学术机构有不同的解释。在北美的相关文献中，动态稳定常常用于专指考虑自动控制装置，特别是发电机励磁控制装置作用情况下，系统的小干扰功角稳定性问题，并以此表示它与没有发电机控制的所谓“静态稳定性”相区别。而在欧洲的相关文献中，动态稳定与本篇介绍的暂态稳定没有区别。

DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》根据动态过程的特征和参与动作的元件及控制系统，将功角稳定性的研究划分为静态稳定、暂态稳定、动态稳定，其中静态稳定是指电力系统受到小干扰后，不发生非周期性失步，自动恢复到初始运行状态的能力；暂态稳定是指电力系统受到大干扰后，各同步电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原来稳态运行方式的能力，通常指保持第一或第二个振荡周期不失步的功角稳定。动态稳定是指电力系统受到小的或大的干扰后，在自动调节和控制装置的作用下，保持长过程的运行稳定性的能力。动态稳定的过程可能持续数十秒至几分钟。其定义和分类方法与这里介绍的分类方法之间的详细区别与联系见本卷第8篇。

由于存在这些认识上的差别，为避免混淆，IEEE/CIGRE特别工作小组建议不使用动态稳定这一术语。

4 电压稳定

电压稳定是指在给定的初始运行条件下，电力系统遭受干扰后维持系统各节点稳定电压的能力，它由系统维持或者恢复负荷需求与供给之间平衡关系的能力所决定。在发生电压失稳时，系统某些节点的电压会出现持续下降或者上升的情况。电压失稳可能导致某一地区负荷停电，或者继电保护动作切除某些输电线路和其他元件，进而导致系统发生连锁性停运事故。停运的元件或发电机励磁达到限幅等情况还可能造成系统部分发电机失去同步。

电压崩溃是指伴随电压失稳的一系列连锁反应事件所最终导致的系统大停电或者较大区域节点电压降低到异常水平的现象。随着变压器分接头调节到极限，以及部分负荷的切除，系统可能继续稳定运行在低电压水平下。这时保留在系统中的负荷变得对电压较敏感，系统不能满足正常供电电压下的负荷供电需求。

电压不稳定常常是由于负荷的变化引起的。干扰发生后，电动机滑差、配电系统电压调节器、变压器分接头、温控负荷等都会产生相应的调节作用，以试图恢复负荷所吸收的功率。恢复的负荷增加了系统的无功功率消耗，导致进一步的电压下降。一旦这种自动调节恢复的负荷功率超越了电力网络输电能力和发电机的容量极限，就会发生电压持续下降的失稳现象。

导致电压失稳的主要因素是有功功率和无功功率在通过输电网络的感性电抗时在其两端产生的电压降落。这限制了系统的功率传输容量和电压支撑能力。当系统中某些发电机达到励磁或者定子电流限值时，系统功率传输容量和电压支撑能力就受到进一步的限制。如果这时受到干扰，使系统无功功率的需求超过系统持续可供给的无功容量，就可能发生电压失稳。

在大多数情况下电压失稳表现为节点电压的持续下降，但也有可能出现过电压失稳。产生过电压失稳的原因与超高压输电线路输送的功率低于自然功率时所产生的过剩无功功率，以及受低励限制的发电机和同步调相机不能吸收过剩的无功功率两方面的因素有关。当系统产生过电压时，变压器分接头的自动调节可能会进一步恶化系统无功功率的平衡关系，从而产生长期电压稳定问题。

电压稳定问题还可能在远距离或背靠背直流输电系统的整流侧和逆变侧发生。这与常规换流器在负载状态下从交流系统吸收大量无功功率，及弱交流系统，即交流系统短路比较小有关。由于直流输电系统的控制方法决定了换流站的有功功率和无功功率的大小，故控制策略具有重要的影响。如果换流站的负载超过了交流系统的输送容量，就将引起电压失稳，这一动态过程相对较快，约为 1s 或者更短。直流系统造成的电压稳定问题还可能与换流变压器的分接头的控制有关，这时的动态过程相当缓慢。

同步电机自励磁也会导致不可控的过电压电压不稳定现象，它与同步电机承担大量容性负载有关，如发电机带空载高压输电线路、直流输电系统交流侧并联电容器补偿过度等。这种过电压的特征为，电压在发电机负载由感性变为容性的瞬间立即升高，并在随后逐渐上升。电压逐渐上升的慢动态过程决定于容性负荷分量与发电机电抗之间的比例关系，及发电机励磁系统的调节特性。具有负值励磁电流调节能力的励磁系统对自励磁过电压具有良好的抑制作用。需指出的是，一般的电压稳定性概念并不包含过电压的电压不稳定和发电机自励磁现象。

为了便于分析和深入研究电压稳定的机理，从静态观点，提出了静态电压稳定的概念和分析方法；从动态观点，可按干扰的大小分为小干扰电压稳定和大干扰电压稳定两小类，或者按发生的时间框架分为短期电压稳定和长期电压稳定两小类，如图 11.1-1 所示。

4.1 静态电压稳定

静态电压稳定将电压稳定视为一个静态问题，用描述系统静态特性的非线性方程组（如潮流或扩展潮流方程式）作为电力系统的模型，研究的内容主要是代数方程解的存在性问题，而通常所说的稳定性问题的研究对象是表征系统动态特性的微分方程，严格地讲，两者在概念上存在本质区别。但考虑到多年来学术界和工业界都习惯使用“静态电压稳定”这个术语，而且这方面的研究也是目前电压稳定研究中最具成果的方向，因此本篇仍然将其作为电压稳定的一部分介绍。在某种程度上，静态电压稳定性可视为小干扰电压稳定性或长期电压稳定性的一种简化和近似。

4.2 小干扰电压稳定

小干扰电压稳定是指系统在受到像负荷波动之类的小干扰时维持稳定电压的能力。它与系统在某一给定时刻的负荷特性、连续控制及离散控制方式有关。研究的目的是确定在任意时刻，系统电压如何响应可能发生的小干扰。在适当的假设下，可将系统方程线性化，从而计算出灵敏度信息，进而确定出影响稳定性的因素。由于线性化方法无法计入变压器分接头调节死区、离散档位和时滞等非线性因素，故实际使用中常将线性化方法和非线性分析方法组合起来，以相辅相成的方式使用。

4.3 大干扰电压稳定

大干扰电压稳定是指系统遭受如系统故障、发电机跳闸等大干扰时维持稳定电压的能力，它与系统和负荷的特性、系统中的连续和离散控制以及保护装置的特性有关。研究大干扰电压稳定性时，需要准确了解包括电动机、有载调压变压器、发电机励磁电流限制器等设备的动态响应特性及其相互之间的影响。所关心的动态过程常常从几秒到数十分钟。

4.4 短期电压稳定

短期电压稳定又称暂态电压稳定，涉及快速响应的负荷动态过程，如感应电动机、电子控制负荷、直流换流器等。所研究的动态过程持续时间在十几秒之内，需要建立负荷动态模型，并求解描述系统动态过程的微分方程式。与功角稳定不同的是，需特别重视负荷附近的短路故障。2004 年 IEEE 和 CIGRE 特别工作小组已建议不再使用暂态电压稳定这一术语，但考虑到国内的习惯，本篇第 6 章仍使用暂态电压稳定这一术语，而不使用短期电压稳定。

4.5 长期电压稳定

长期电压稳定涉及系统中慢动作设备，如变压器分接头调节、温控负荷、发电机励磁电流限制器等。所研究的动态过程持续数分钟到数十分钟，需要进行长过程的动态仿真。长期电压稳定性通常取决于系统设备停运的影响，而不是初始干扰的严重性。发生不稳定的原因通常是由于系统没有一个长期稳定的平衡点（如动态负荷超越了系统输电和发电容量的极限），或者干扰后的稳态运行点在小干扰作用下不能维持电压稳定，或者系统的动态不能吸引至干扰后的稳态平衡点（如采取的补救措施太迟）。另一种长期电压稳定的干扰形式也可能是持续的负荷建立过程，如高峰期的负荷增长。在很多情况下，可以采用静态电压稳定分析方法估计电压稳定域，寻找影响稳定的主要因素。当需要考虑控制动作发生时刻的影响时，常通过准稳态仿真作进一步的研究。

4.6 电压稳定和功角稳定的区别

电力系统的功角和电压变化在通常情况下主要受系统有功功率平衡和无功功率平衡的影响，但这不是电压稳定和功角稳定的区别所在。事实上，在系统发电和供电状态比较紧张时，功角/电压与有功/无功平衡之间均有强耦合，故系统的功角稳定性和电压稳定性与干扰前的有功和无功潮流都有关系。功角稳定与电压稳定的区别主要在于表征稳定的平衡关系和物理变量，前者研究的是发电机电磁功率与转子机械输入功率之间的平衡关系，表征功角稳定的物理量是各发电机转子的功角，而后者关心的是负荷功率与电源供给之间的平衡关系，表征电压稳定的物理量是各节点电压。

5 频率稳定性

频率稳定性是指系统在受到严重故障导致发电功率和负荷功率出现明显不平衡时维持系统稳态频率的能力。它与系统维持和恢复发电功率与负荷功率平衡和尽可能减小停电范围的能力有关。频率不稳定表现为系统频率的持续波动，并

且会导致切机、切负荷。

在遭受严重故障后，电力系统的频率、潮流、各节点电压以及其他运行变量都会相对干扰前的正常值发生较大的偏离，从而引起一些过程控制和保护装置动作。这些装置在常规暂态稳定和电压稳定研究中被认为干扰前后状态不发生变化，因而在分析建模时可以不作考虑。这类过程控制通常包含很慢的动态过程，比如锅炉及控制系统的动态过程，或者在特殊的运行条件下发生的保护动作，比如发电机组电压/频率保护。大型互联电力系统中，当发生系统解列时，解列后各个相互孤立的电力系统要经过一个复杂的调节过程重新建立稳定运行状态。在这种情况下，各个孤立系统能否在尽可能减小停电范围的前提下，重新建立稳定的平衡运行状态，这是频率稳定性要研究的问题。它所观察的是电网频率平均值变化的动态过程，而不是发电机之间的相对运动，也就是说频率稳定性问题是以电网频率平均值为研究变量的问题。

一般来说，当系统存在设备响应不当、控制和保护装置不能较好地协调工作或者系统发电容量备用不足等情况时会出现频率稳定问题。在孤立电力系统中，任意可能导致系统失去相当容量的发电功率或者负荷的干扰都会引起频率稳定问题。

频率稳定问题所研究的动态过程持续时间与涉及的过程控制和保护设备的响应特性有关，低频减载和发电机控制与保护动作只需要几分之一秒，原动机及其能量系统过程控制和负荷电压调节器控制则通常需要几分钟。因此，频率稳定也可以分为短期频率稳定和长期频率稳定。对于一个发电容量不足的孤立电力系统，在低频减载控制不够充分的情况下，系统频率可能会在几秒之内快速地下降和导致系统停电，这种情况对应于短期频率稳定问题。另一方面，在更为复杂的情况下，频率稳定问题通常决定于汽轮机转速控制或者锅炉/反应堆保护和控制的动态过程，这些动态过程的持续时间通常为数十秒到几分钟，属于长期频率稳定性问题。

由于频率偏离正常值，电压也可能发生显著变化，特别是对于具有低频减载装置的孤立电力系统。电压幅值的变化又可能会反过来加剧系统发电功率和负荷之间的不平衡。比如电压升高可能导致意外的机组跳闸，而在过负荷系统中电压降低又可能会造成阻抗保护的误动作。

6 电力系统稳定的其他分类方法

对电力系统稳定进行分类的目的是为了便于理解导致稳定问题的主要因素和选择合理的建模分析方法。世界各国对于电力系统稳定性的分类存在一些差异，这里作一综合的简要介绍。

DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》对电力系统稳定性及其分类作出了明确的规定。所谓电力系统稳定性，是指电力系统受到事故干扰后保持稳定运行的能力。通常根据动态过程的特征和参与动作的元件及控制系统，将稳定性的研究划分为静态稳定、暂态稳定、动态稳定、电压稳定，其中：

(1) 静态稳定是指电力系统受到小干扰后，不发生非周期性失步，自动恢复到初始运行状态的能力。

(2) 暂态稳定是指电力系统受到大干扰后，各同步电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原来稳态运行方式的能力。通常指保持第一或第二个振荡周期不失步的功角稳定。

(3) 动态稳定是指电力系统受到小的或大的干扰后，在自动调节和控制装置的作用下，保持长过程的运行稳定性的能力。动态稳定的过程可能持续数十秒至几分钟。后者包括锅炉、带负荷调节变压器分接头、负荷自动恢复等更长响应时间的动力系统的调整，又称为长过程动态稳定性。电压失稳问题有时与长过程动态有关。与快速励磁系统有关的负阻尼或弱阻尼低频增幅振荡可能出现在正常工况下，系统受到小干扰后的动态过程中（称之为小干扰动态稳定），或系统受到大干扰后的动态过程中，一般可持续发展 10～20s 后，进一步导致保护动作，使其他元件跳闸，问题进一步恶化。

(4) 电压稳定是指电力系统受到小的或大的干扰后，系统电压能够保持或恢复到允许的范围内，不发生电压崩溃的能力。无功功率的分层分区供需平衡是电压稳定的基础。电压失稳可表现在静态小干扰失稳、暂态大干扰失稳及大干扰动态失稳或长过程失稳。电压失稳可以发生在正常工况，电压基本正常的情况下，也可能发生在正常工况，母线电压已明显降低的情况下，还可能发生在受干扰以后。

按照上述定义，和前面介绍的电力系统稳定性定义和分类相比，静态稳定性对应于小干扰功角稳定性中系统是否发生非周期失稳的情况，不包括小干扰作用下由于自动调节和控制装置的工作特性引起的系统振荡型失稳的情况。暂态稳定性则是指大干扰发生后系统保持第一或者第二振荡周期不失步的功角稳定问题，不包括大干扰发生后系统自动调节和控制装置动作可能引起的振荡性失稳问题。而考虑自动调节和控制装置的作用下，电力系统保持长过程的运行稳定性的能力则由动态稳定的定义描述，即动态稳定同时涵盖了前述小干扰功角稳定性和暂态稳定性的部分内容。

关于电压稳定，DL 755—2001《电力系统安全稳定导则》中的相关论述为："电压失稳可表现在静态小干扰失稳、暂态大干扰失稳及大干扰动态失稳或长过程失稳"。以上失稳类型所对应的稳定性用本篇上述分类方法可表述为：静态电压稳定性或小干扰电压稳定性、暂态电压稳定性和中长期电压稳定性。

还有文献将电力系统稳定分为功角稳定、电压稳定和中长期稳定三种类型。其中功角稳定性和电压稳定性的定义及其物理内涵与 IEEE/CIGRE 特别工作小组所作的定义和解释相同，而中长期稳定性的定义则同时包含了系统频率稳定性和长期电压稳定性的内容。

上述这些不同的分类方法都有各自的优缺点，对于每一种类型的稳定性问题研究，通常都要考虑其在建模和分析方法中的特殊性，包括需要建立何种详细程度的数学模型和所采用的分析计算方法。比如，分析功角稳定和电压稳定中的小干扰稳定性常常采用线性化分析的方法，分析暂态稳定和中长期稳定性主要采用时域仿真方法。如果考虑到动态过程所涉及装置响应特性的不同，可以采取不同程度的简化建模方法，如分析暂态稳定性常常只考虑发电机励磁控制和系统其他快速控制装置的影响，分析静态电压稳定性则宜采用静态分析的方法求解系统电压稳定域和临界失稳点，而对于中长期稳定性问题，则需要建立包括原动机及其能量供应系统、变压器有载调压、系统控制和保护协调等系统和设备动作特性的详细数学模型。另一方面，随着现代计算技术的进步，中期和长期稳定问题在建模方面几乎不存在差别，因此常常归为同一类问题。基于上述考虑，本篇将按照功角稳定、电压稳定、次同步振荡、中长期稳定的分类体系介绍电力系统稳定性问题。

第 2 章 电力系统稳定性分析的数学模型

1 同步发电机数学模型

1.1 同步电机的电压和磁链方程

1.1.1 旋转坐标系下的同步电机的电压和磁链方程

对于图 11.2-1 所示的理想同步电机，定子上有三个绕组 a、b 和 c，转子上有励磁绕组 f 和用来代替阻尼绕组的等值绕组 D、g 和 Q，绕组 f 和绕组 D 位于转子直轴方向，绕组 g 和 Q 位于转子横轴方向。

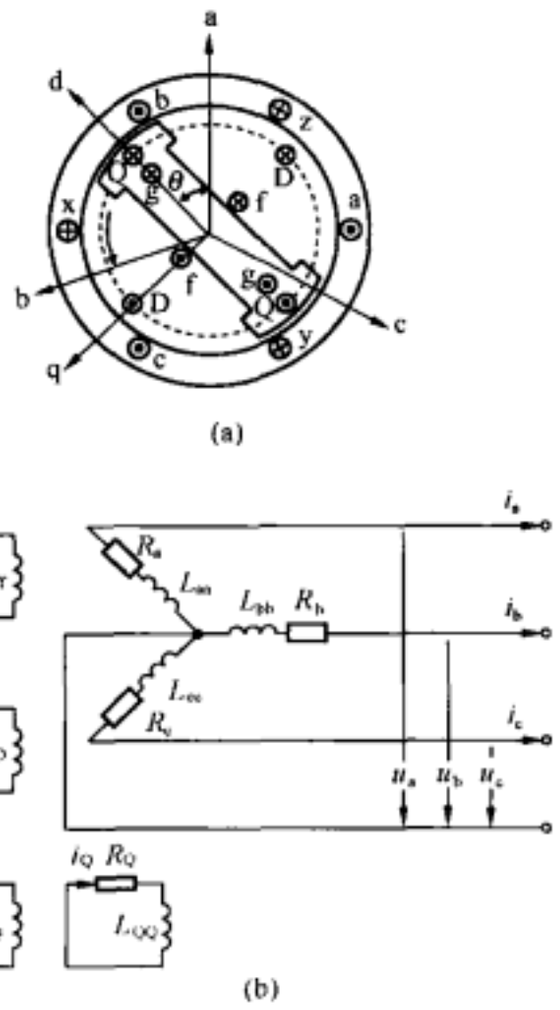


图 11.2-1 同步发电机各绕组轴线正方向和回路图

(a) 各绕组轴线正方向示意图；

(b) 各绕组回路图（图中未标出互感）

经过 Park 变换，可以得到如下标幺制下的同步电机状态方程

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_f \\ u_D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_f & 0 \\ 0 & 0 & R_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_d \\ i_f \\ i_D \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} p\psi_d \\ p\psi_f \\ p\psi_D \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \omega\psi_q \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{11.2-1}$$

$$\begin{bmatrix} u_q \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_g & 0 \\ 0 & 0 & R_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_q \\ i_g \\ i_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} p\psi_q \\ p\psi_g \\ p\psi_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \omega\psi_d \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{11.2-2}$$

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_f \\ \psi_D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_d & X_{ad} & X_{ad} \\ X_{ad} & X_f & X_{ad} \\ X_{ad} & X_{ad} & X_D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_d \\ i_f \\ i_D \end{bmatrix} \tag{11.2-3}$$

$$\begin{bmatrix} \psi_q \\ \psi_g \\ \psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_q & X_{aq} & X_{aq} \\ X_{aq} & X_g & X_{aq} \\ X_{aq} & X_{aq} & X_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -i_q \\ i_g \\ i_Q \end{bmatrix} \tag{11.2-4}$$

式中：p 为标幺制下的微分算子，$p=\dfrac{1}{\omega_B}\dfrac{d}{dt}$；$\omega_B$ 为电气角频率的基准值，其倒数即为时间的基准值；X_d 和 X_q 分别为直轴同步电抗和横轴同步电抗，X_{ad} 和 X_{aq} 分别为直轴电枢反应电抗和横轴电枢反应电抗，X_f、X_D、X_g 和 X_Q 为转子各绕组电抗；额定转速下各电抗标幺值在数值上等于对应的电感系数标幺值。

零轴绕组的电压和磁链方程由式（11.2-5）给出

$$u_0 = R_a i_0 + p\psi_0, \psi_0 = X_0 i_0 \tag{11.2-5}$$

发电机电磁功率和电磁转矩方程式的标幺值形式为

$$P = u_d i_d + u_q i_q + 2u_0 i_0, T_e = \psi_d i_q - \psi_q i_d \tag{11.2-6}$$

1.1.2 同步电机等值电路和参数

基于公共互感磁通的假设条件，引入各绕组漏电抗的概念，有

$$\begin{cases} X_d = X_\sigma + X_{ad}, X_f = X_{\sigma f} + X_{ad}, X_D = X_{\sigma D} + X_{ad} \\ X_q = X_\sigma + X_{aq}, X_g = X_{\sigma g} + X_{aq}, X_Q = X_{\sigma Q} + X_{aq} \end{cases} \tag{11.2-7}$$

由上述关系和同步电机方程式可以得到图 11.2-2 所示的电机 d 轴和 q 轴等值电路。

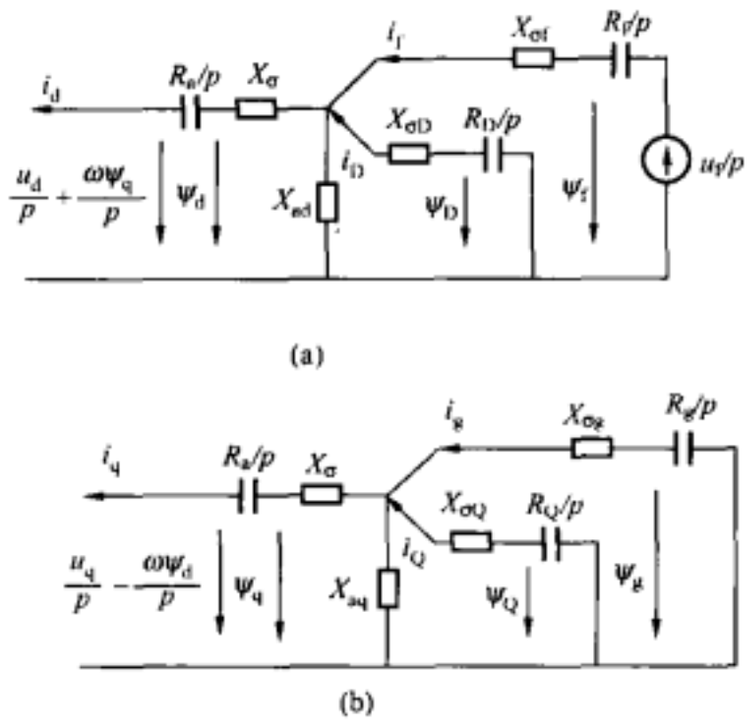


图 11.2-2 同步电机等值电路

(a) d 轴等值电路；(b) q 轴等值电路

上述同步电机方程式中，除零轴方程之外，其余方程式将涉及 R_a、R_f、R_D、R_g、R_Q、X_σ、X_{ad}、X_{aq}、$X_{\sigma f}$、$X_{\sigma D}$、$X_{\sigma g}$、$X_{\sigma Q}$等原始参数，这些参数大部分都很难直接得到。实际上同步电机参数常用 R_a、X_d、X_q、X_σ、X'_d、X''_d、X'_q、X''_q、T'_{d0}、T''_{d0}、T'_{q0}、T''_{q0} 等稳态、暂态和次暂态参数表示，这些参数可以根据定义通过试验获得，通常称为电机参数。

1.1.3 同步电机的饱和特性

电力系统稳定分析中，常常采用同步电机空载特性曲线来考虑饱和的影响，并且假设：①各绕组漏电感不受铁芯饱和影响；②定子漏磁通不会影响铁芯饱和；③负载状态下的气隙磁通和感生电动势之间的饱和特性关系与空载状态下一致；④d 轴和 q 轴各绕组之间不会因为饱和非线性而出现互感耦合磁通。

基于以上假设条件，反映同步电机饱和特性的参数只有 d 轴和 q 轴电枢反应电抗 X_{ad} 和 X_{aq}，引入 d 轴和 q 轴饱和修正系数 K_{sd} 和 K_{sq}

$$X_{ad}=K_{sd}X_{adu},X_{aq}=K_{sq}X_{aqu} \tag{11.2-8}$$

式中：X_{adu}和X_{aqu}分别表示不饱和情况下的电枢反应电抗。

对于凸极机，X_{aq}受铁芯饱和影响不大，因此通常令$K_{sq}=1.0$；另一方面，对于隐极机，一般假定$K_{sq}=K_{sd}$。经过这样的处理，在稳定计算过程中同步电机方程式及等值电路可以保持不变，只需要根据运行点利用空载特性曲线计算 d 轴饱和修正系数。

1.2　同步电机的转子运动方程

1.2.1　刚性转子运动方程式

当同步发电机的转子视作刚体时，转子运动方程式为

$$\begin{cases}\dfrac{d\delta}{dt}=\omega-\omega_N\\[2ex]\dfrac{d\omega}{dt}=\dfrac{\omega_N}{T_J}(T_m-T_e-D\omega)\end{cases} \tag{11.2-9}$$

式中：δ为发电机绝对功角，表示发电机转子 q 轴与同步旋转参考轴之间的电气位移角，rad；ω为发电机电气角速度，rad/s，ω_N为额定电气角速度；T_m和T_e分别为发电机输入机械转矩和输出电磁转矩的标幺值；$T_J=2W_k/S_B$为发电机转子惯性时间常数，s；W_k为转子额定转速下的动能，J；S_B为基准容量，VA；D为阻尼系数，代表风阻摩擦对转子运动的影响。

国外文献中常定义$H=W_k/S_B$表示转子惯性，有$T_J=2H$。注意到式（11.2-9）中时间采用的是有名值，而在同步发电机实用模型中常常对时间也采用标幺值，详见后文。

1.2.2　大型汽轮机发电机组的轴系方程

典型的大型汽轮发电机组轴系结构如图 11.2-3（a）所示，包含高压缸、中压缸、低压缸 A、低压缸 B、发电机和励磁机等六个轴段。目前常用的轴系弹簧质量模型将这六个轴段分别处理为相互之间具有弹性连接的集中质量块，得到如图 11.2-3（b）所示的等值质量弹簧系统模型。

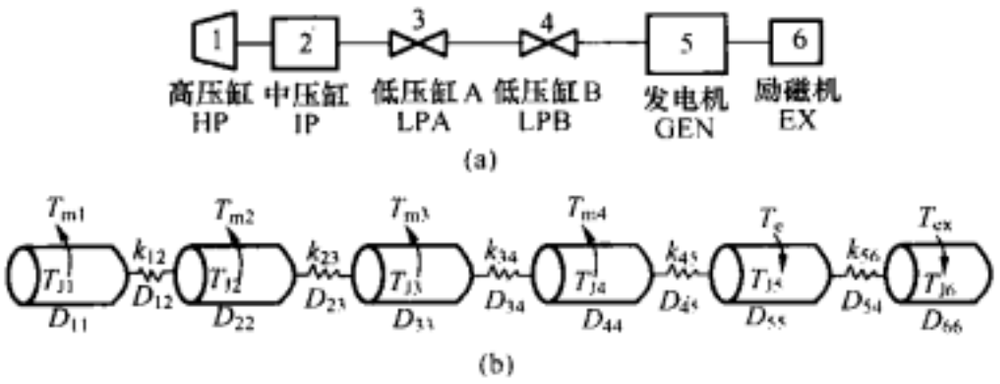


图 11.2-3　汽轮发电机组轴系
（a）结构示意图；（b）等值质量弹簧系统

轴系方程具有如下形式

$$\begin{cases}T_{J1}\dfrac{d\omega_1}{dt}=T_{m1}-D_{11}\omega_1-D_{12}(\omega_1-\omega_2)-k_{12}(\delta_1-\delta_2)\\[2ex]T_{J2}\dfrac{d\omega_2}{dt}=T_{m2}-D_{22}\omega_2-D_{12}(\omega_2-\omega_1)-D_{23}(\omega_2-\omega_3)\\\qquad\qquad-k_{12}(\delta_2-\delta_1)-k_{23}(\delta_2-\delta_3)\\[2ex]T_{J3}\dfrac{d\omega_3}{dt}=T_{m3}-D_{33}\omega_3-D_{23}(\omega_3-\omega_2)-D_{34}(\omega_3-\omega_4)\\\qquad\qquad-k_{23}(\delta_3-\delta_2)-k_{34}(\delta_3-\delta_4)\\[2ex]T_{J4}\dfrac{d\omega_4}{dt}=T_{m4}-D_{11}\omega_1-D_{34}(\omega_4-\omega_3)-D_{15}(\omega_4-\omega_5)\\\qquad\qquad-k_{34}(\delta_4-\delta_3)-k_{45}(\delta_4-\delta_5)\\[2ex]T_{J5}\dfrac{d\omega_5}{dt}=-T_e-D_{55}\omega_5-D_{45}(\omega_5-\omega_4)-D_{56}(\omega_5-\omega_6)\\\qquad\qquad-k_{45}(\delta_5-\delta_4)-k_{56}(\delta_5-\delta_6)\\[2ex]T_{J6}\dfrac{d\omega_6}{dt}=-T_{ex}-D_{66}\omega_6-D_{56}(\omega_6-\omega_5)\\\qquad\qquad-k_{56}(\delta_6-\delta_5)\end{cases} \tag{11.2-10}$$

$$\frac{d\delta_i}{dt}=\omega_i-\omega_N,i=1,2,\cdots,6 \tag{11.2-11}$$

式中：δ_i和ω_i为轴系第 i 个质量块的电气角位移和电气角速度，δ_5和ω_5为发电机转子的电气角位移和角速度；T_{mi}、T_e和T_{ex}分别是作用在汽轮机部分第 i 个质量块的原动转矩、发电机部分质量块上的电磁转矩和励磁机质量块上的电磁转矩；T_{Ji}为第 i 个集中质量块的惯性时间常数；D_{ii}为第 i 个集中质量块的自阻尼系数，$D_{i,i+1}$为第 i 和 $i+1$ 个集中质量块之间的互阻尼系数，$k_{i,i+1}$为第 i 和 $i+1$ 个集中质量块之间的刚度系数。

在有些应用场合，需要考虑更为详细的轴系模型，这时，应该将轴系处理为更多段的集中质量块或者考虑采用连续弹簧质量模型。

1.3　同步电机的实用模型

1.3.1　三阶模型

实用三阶模型广泛应用于精度要求不十分高，但仍需计及励磁系统动态的电力系统动态分析中。这种实用模型基于如下假定得出：①忽略定子 d 绕组、q 绕组的暂态，即在定子电压方程中令$p\psi_d=p\psi_q=0$；②近似认为$\omega\approx1.0$（p. u.），在转速变化不大的过渡过程中，这种近似引起的误差很小；③忽略阻尼绕组 D、g、Q，其作用可在转子运动方程中通过增加阻尼项近似考虑。同步电机简化为三阶微分方程后，其模型如式（11.2-12）所示

$$\begin{cases}p\delta=\omega-1\\T_J p\omega=T_m-T_e=T_m-[E'_q i_q-(X'_d-X_q)i_d i_q]-D(\omega-1)\\T'_{d0}pE'_q=E_{qe}-E'_q-(X_d-X'_d)i_d\\u_d=X_q i_q-R_a i_d,u_q=E'_q-X'_d i_d-R_a i_q\end{cases} \tag{11.2-12}$$

式中：$E'_q=\dfrac{X_{ad}}{X_f}\psi_f$，为暂态电动势；$E_{qe}=X_{ad}u_f/R_f$，为励磁电流强制分量。

1.3.2　五阶模型

当对电力系统稳定分析的精度要求较高时，可采用忽略定子电磁暂态过程，但计及转子侧 f、D、Q 绕组的电磁暂态以及转子运动的机电暂态过程，由此得到实用五阶模型，如式（11.2-13）所示

$$\begin{cases}p\delta=\omega-1\\T_J p\omega=T_m-[E''_q i_q+E''_d i_d-(X''_d-X''_q)i_d i_q)]-D(\omega-1)\\T'_{d0}pE'_q=E_{qe}-\dfrac{X_d-X_l}{X'_d-X_l}E'_q+\dfrac{X_d-X'_d}{X'_d-X_l}E''_q-\dfrac{(X_d-X'_d)(X''_d-X_l)}{(X'_d-X_l)}i_d\\T''_{d0}pE''_q=\dfrac{X''_d-X_l}{X'_d-X_l}T''_{d0}pE'_q-E''_q+E'_q-(X'_d-X''_d)i_d\\T''_{q0}pE''_d=-E''_d+(X_q-X''_q)i_q\\u_d=E''_d+X''_q i_q-R_a i_d,u_q=E''_q-X''_d i_d-R_a i_q\end{cases} \tag{11.2-13}$$

式中：E''_q和E''_d分别为 d 轴和 q 轴次暂态电动势，定义为

$$E''_q\triangleq\frac{X_{ad}}{X_f X_D-X_{ad}^2}(X_{\sigma D}\psi_f+X_{\sigma f}\psi_D),E''_d\triangleq-\frac{X_{aq}}{X_Q}\psi_Q \tag{11.2-14}$$

1.3.3　经典模型

（1）E'恒定模型。又称经典模型，早期在电力系统分析中得到广泛应用，如下式所示

$$\begin{cases}p\delta'=\omega-1\\T_J p\omega=T_m-T_e=T_m-[E'_q i_q-(X'_d-X_q)i_d i_q]-D(\omega-1)\\\dot U=\dot E'-(R_a+jX'_d)\dot I\end{cases} \tag{11.2-15}$$

这种模型将同步发电机用暂态电抗 X'_d 后的暂态电动势 $\dot{E}'$ 组成的等值电路来表示，而只考虑发电机转子动态过程。定子电压电流之间满足式中所示的相量关系。注意到状态变量 δ' 只是转子功角的近似值。

(2) E'_q 恒定模型。上述三阶实用模型中，若令 $pE'_q=0$，即得 E'_q 恒定模型

$$\begin{cases} p\delta=\omega-1 \\ T_J p\omega=T_m-T_e=T_m-[E'_q i_q-(X'_d-X_q)i_d i_q]-D(\omega-1) \\ u_d=X_q i_q-R_a i_d, u_q=E'_q-X'_d i_d-R_a i_q \end{cases} \tag{11.2-16}$$

与 E' 恒定模型（又称经典二阶模型）相比，由于 E'_q 恒定模型计及了凸极效应，使计算精度有所改善，但机网接口计算较复杂。

2 励磁系统数学模型

同步发电机励磁系统的基本功能是调节发电机电压以维持系统电压在允许的运行水平，同时调节并联运行同步发电机之间的无功功率分配。由于励磁系统对于发电机乃至电力系统的动态特性具有非常重要的影响，需要建立相应的数学模型。

2.1 励磁系统的功能结构及分类

同步发电机励磁系统的基本功能结构如图 11.2-4 所示，包括：机端电压测量和负荷补偿、励磁调节器、励磁机，励磁调节器包括自动电压调节器（AVR）和励磁系统稳定器，后者是在某些型式的励磁系统中为了改善励磁控制系统的稳定性和动态响应特性而设置的。此外，大多数的励磁系统都会装设电力系统稳定器（PSS），有的励磁系统还具有附加非连续励磁控制环节。

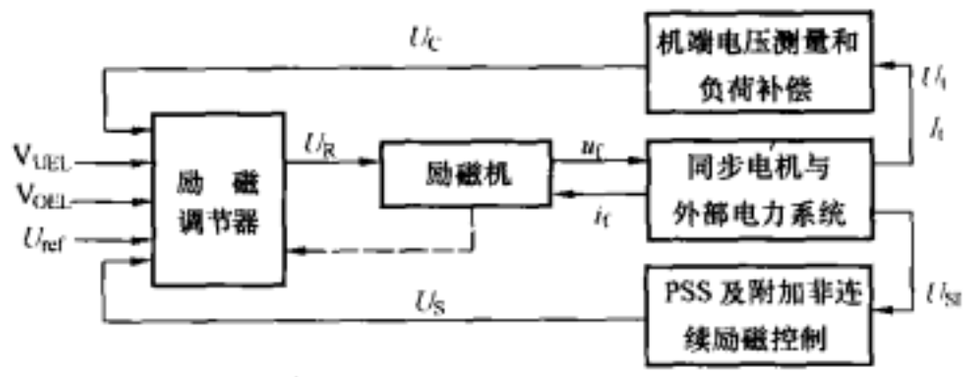
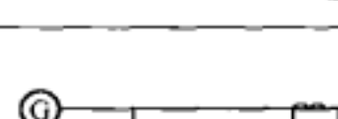
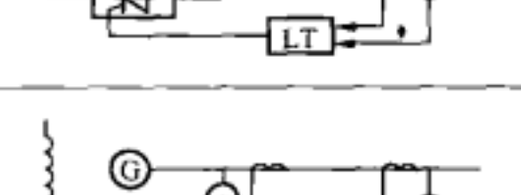
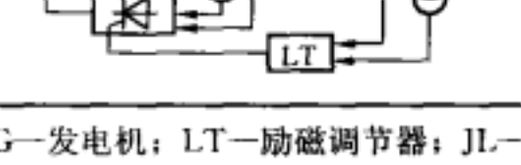
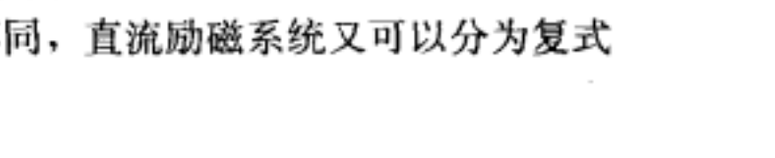


图 11.2-4 同步发电机励磁系统功能结构框图

根据励磁机类型的不同，励磁系统可以分为直流励磁系统、交流励磁系统和静止励磁系统三种类型。各种类型的励磁系统及其典型接线方式见表 11.2-1 所示。

表 11.2-1 励磁系统分类及典型接线

	结 构	命 名
直流励磁系统		自励式直流励磁系统
		他励式直流励磁系统
交流励磁系统		（可控）静止整流器交流励磁系统
		（不可控）静止整流器交流励磁系统
		旋转整流器交流励磁系统（无刷励磁）
自励式静止励磁系统		自并励静止励磁系统
		自复励静止励磁系统

注 L—励磁机；FL—副励磁机；G—发电机；LT—励磁调节器；JL—交流励磁机；JFL—交流副励磁机。

2.2 典型励磁系统的数学模型

2.2.1 直流励磁系统数学模型

根据调节器类型的不同，直流励磁系统又可以分为复式励磁加电压校正器、可控相复励调节器和晶闸管调节器等三种类型。图 11.2-5（a）和（b）分别是采用可控相复励调节器和晶闸管调节器的直流励磁系统传递函数框图。

图 11.2-5（a）中，$\dot{U}_t$ 和 $\dot{I}_t$ 分别为机端电压和电流测

量相量，U_{ref}为电压给定值，U_S 为电力系统稳定器输出控制信号，其稳态值为零；①为相复励功率单元；②为机端电压测量和负荷补偿单元，X_C 为补偿电抗，用于调节发电机的无功电压稳态调节特性；③为测量滤波环节，时间常数 T_R 的数值通常很小，可以忽略；④为励磁调节器的功率放大环节，它的输出与相复励功率单元的输出一起形成复励电流供给励磁机励磁绕组；⑤和⑥为直流励磁机数学模型，T_E、K_E 和 S_E 分别为励磁机等值时间常数、自励系数和励磁机饱和系数，当采用他励方式时，$K_E=1$，饱和系数 S_E 与运行工况有关，可以根据直流励磁机的饱和特性确定；⑦为励磁系统稳定器，其作用是改善励磁系统的动态特性。

对采用复式励磁加电压校正器的直流励磁系统，仍可用图 11.2-5（a）来表示其传递函数框图，只是需要将相复励环节改为机端电流 I_t 的简单放大环节。

图 11.2-5（b）表示采用晶闸管调节器的直流励磁系统传递函数，①中的时间常数 T_B 和 T_C 用于模拟调节器固有的等值时间常数，其数值通常比较小，可以略去不计。除了①之外，其他各环节变量及参数的意义与图 11.2-5（a）相同。

2.2.2　交流励磁系统数学模型

交流励磁系统采用交流励磁机和静止或者旋转整流器向发电机提供励磁电流，其典型的系统传递函数框图如图 11.2-6 所示，其中（a）是采用不可控整流器的交流励磁系统模型，（b）是采用可控整流器的情况。

在图 11.2-6（a）中，框图①～⑦功能单元所包括参数及变量的物理意义同上所述；除此之外，交流励磁机的电流对电枢反应的影响非常重要，因此在交流励磁机模型中还引入发电机励磁电流 i_f 的反馈环节⑩，系数 K_D 与交流励磁机的同步电抗和暂态电抗有关；⑧、⑨是不可控整流器的准稳态数学模型，用于模拟整流器负载状态下的换相电抗压降。其输入变量是励磁机定子电压 U_E，输出变量为发电机励磁电压和励磁电流，K_C 为与整流器换相电抗有关的系数，$F_{EX}=f(I_N)$ 代表整流器输出电压的调节特性，该特性与换相角有关。

对于采用可控整流器的交流励磁系统，其励磁机通常采用自励恒压控制，可以近似认为励磁机输出电压恒定。这类励磁系统的数学模型可用图 11.2-6（b）所示的传递函数框图表示。注意到采用可控整流器的励磁系统通常采用图 11.2-6（b）中①所示的超前滞后校正环节代替图 11.2-6（a）中⑦所示的并联校正环节，用于改善励磁系统动态特性。模型输出限幅考虑了整流器换相压降 $K_C i_f$ 的影响。

2.2.3　静止励磁系统数学模型

静止励磁系统中，发电机的励磁电源取自发电机本身的输出电压或者输出电压和电流，前者称为自并励系统，后者称为自复励系统，其典型传递函数框图分别如图 11.2-7（a）、（b）所示。自并励系统中，励磁变压器连接在发电机机端，经晶闸管整流器向发电机提供励磁电流，它与采用晶闸管整流器的交流励磁系统传递函数框图基本相同，差别在于输出励磁电压限幅值与机端电压有关，这是因为静止励磁系统电源取自发电机机端的缘故，如图 11.2-7（a）。有些系

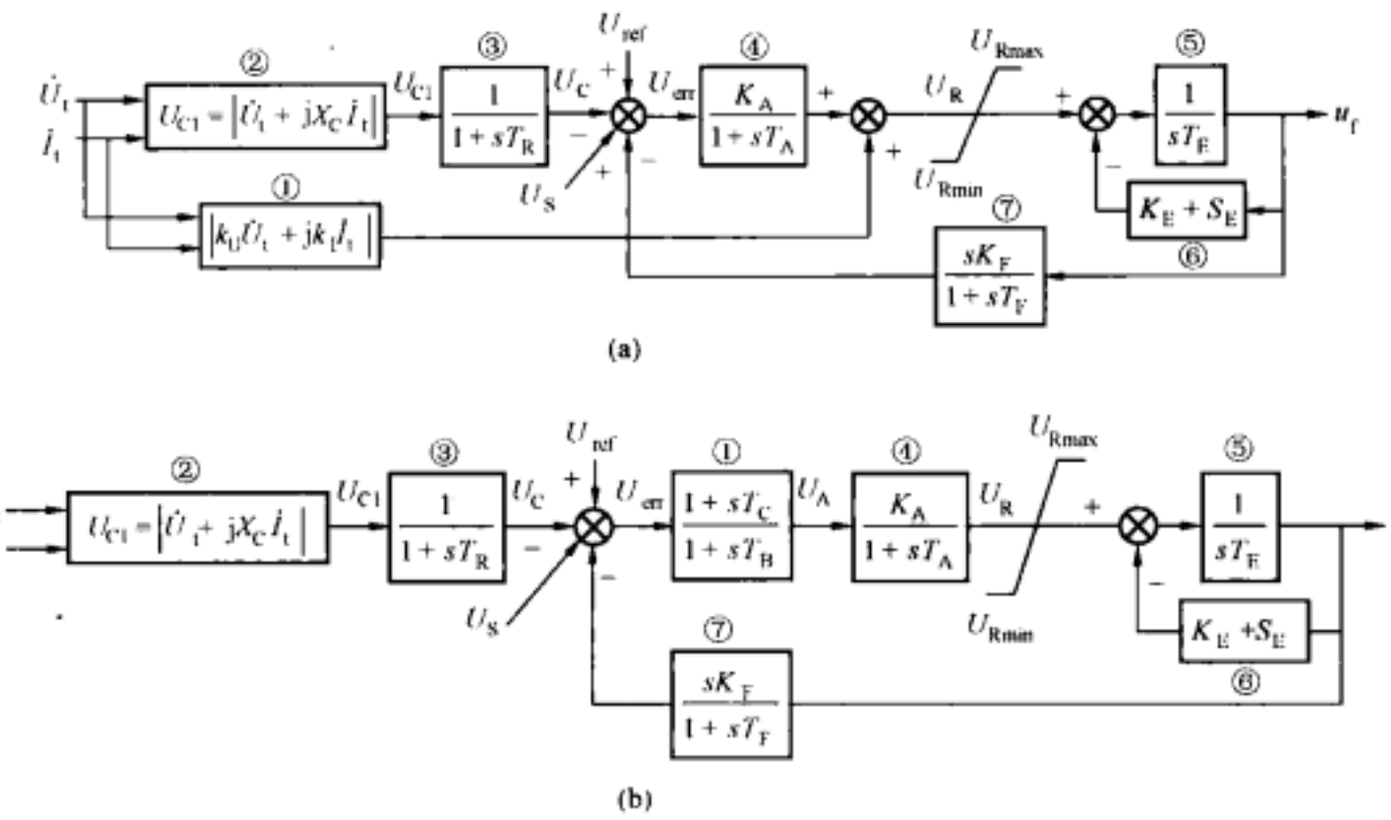
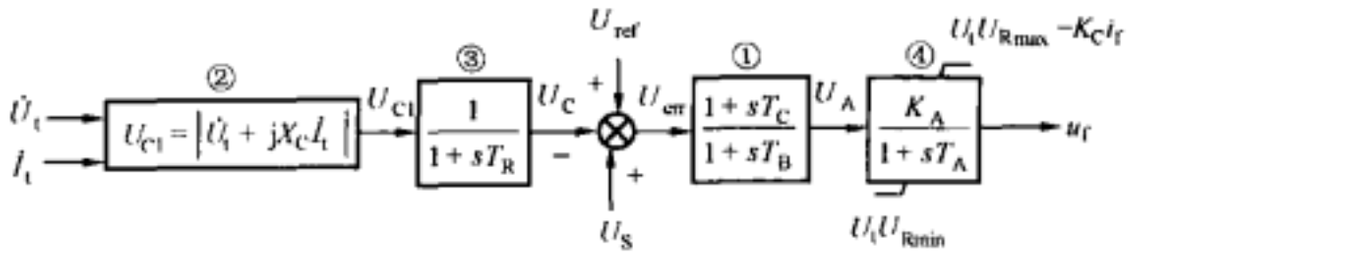


图 11.2-5　典型直流励磁系统的传递函数框图

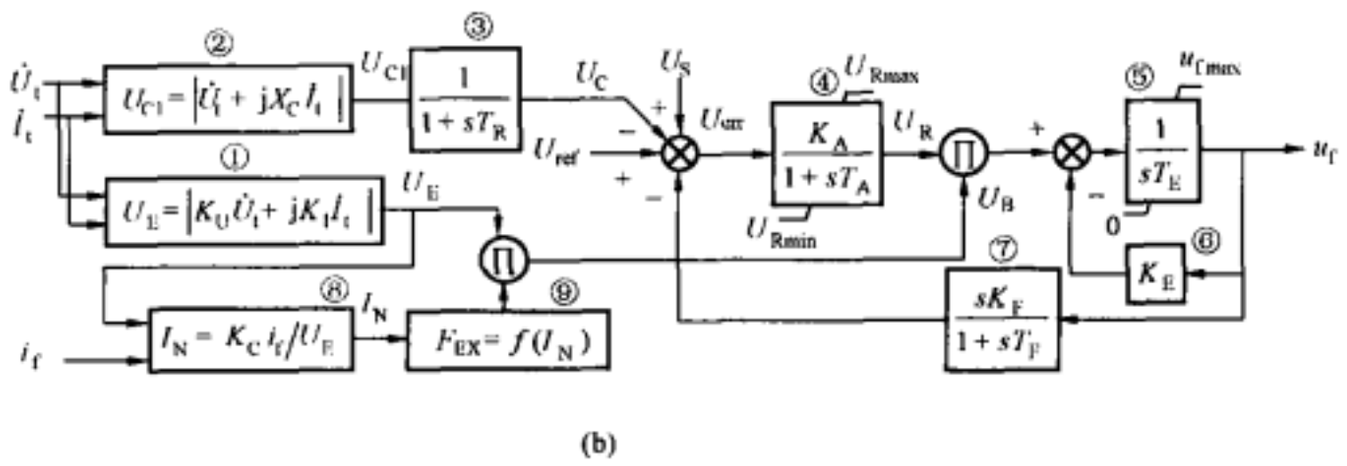
（a）采用可控相复励的励磁调节器；（b）采用晶闸管的励磁调节器

图 11.2-6　典型交流励磁系统传递函数框图

（a）采用不可控整流器；（b）采用可控整流器



(a)



(b)

图 11.2-7 典型静止励磁系统的传递函数框图

（a）自并励静止励磁系统；（b）采用饱和变流器的自复励静止励磁系统

统采用并联校正环节取代框①所示的串联校正环节。

自复励励磁系统中，晶闸管整流器的电源由励磁变压器和励磁变流器同时供给，它们可以在交流侧串联或者并联相加，也可以在直流侧并联或者串联相加，类型较多。图 11.2-7（b）是一种采用饱和励磁变流器的自复励系统传递函数框图。励磁电源分别取自机端电压和电流，经过不控整流后输出，调节器输出 U_R 用于控制励磁变流器的饱和程度以调节励磁输出。参数 T_E 为控制绕组的时间常数，u_{fmax} 为变流器饱和情况下输出励磁电压的极限。

3 原动机及调速系统数学模型

3.1 水轮机及其调速系统的数学模型

图 11.2-8 是与电力系统相连的水轮机工作原理框图，其中的自动发电控制以及电力系统负荷模型将在后文中讨论。

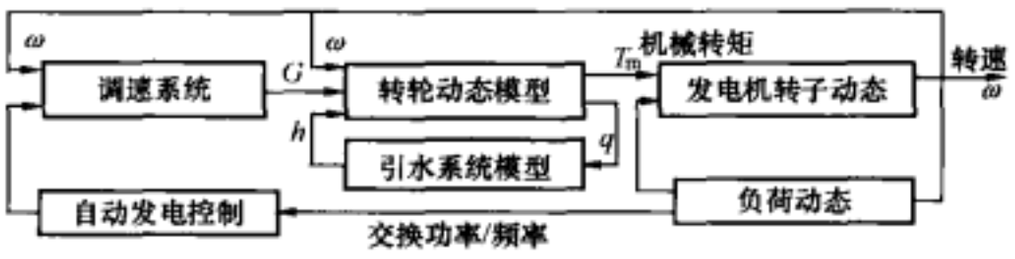
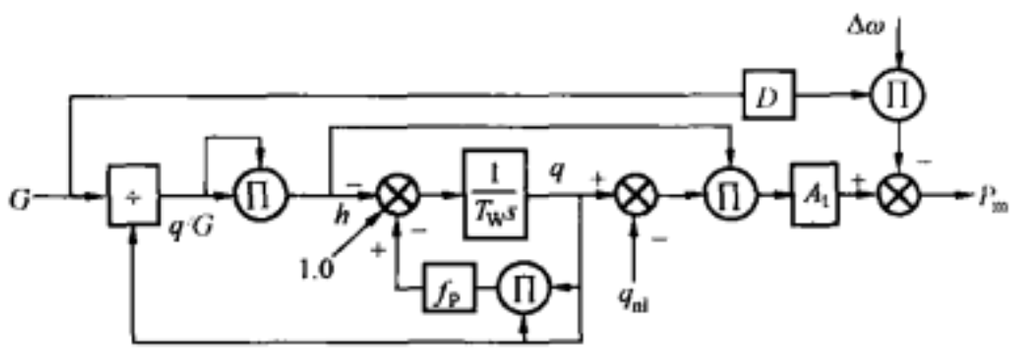


图 11.2-8 水轮机及其调速系统原理框图

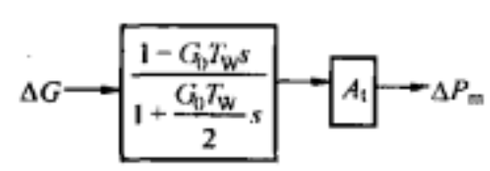
3.1.1 水轮机的数学模型

图 11.2-8 所示的水轮机动态模型包括转轮动态模型和引水系统模型两个部分。在调速系统改变水轮机导叶开度的动态过程中，水轮机的工作水头会发生变化，从而影响到流量的变化，这一特性通过引水系统模型描述。电力系统分析中常用的水轮机模型如图 11.2-9 所示，其中（a）为假定刚性水流的非线性模型，适用于大干扰分析，（b）为水轮机线性模型，常用于小干扰分析。

在图 11.2-9（a）中，G、h 和 q 分别表示水门开度、水轮机工作水头和流量，稳态情况下三者之间呈非线性关系，T_W 为水门全开时的水流惯性时间常数，与引水系统和水轮机转轮流道结构有关，q_{nl} 和 f_p 分别代表水轮机空载流量和引水系统水头损失系数，系数 A_t 表示水门开度与以发电机额定容量为基准的水轮机机械功率之间的关系。图（b）中，$G_0 T_W$ 是在初始运行点（开度为 G_0）受到小干扰情况下等效水流时间常数的近似值。此外还有详细考虑水流行波特性的复杂模型和基于水轮机运行特性的精确线性化模型，读者



(a)



(b)

图 11.2-9 水轮机数学模型

（a）假定刚性水流的非线性模型；（b）线性模型

可以参阅相关文献。

3.1.2 水轮机调速系统数学模型

根据构成原理的不同，水轮机调速系统可以分为机械液压调速器、电气液压调速器以及微机调速器等三种类型，都可以根据功能结构建立详细的模型。图 11.2-10 是一种用于电力系统稳定计算目的的典型调速系统原理框图。

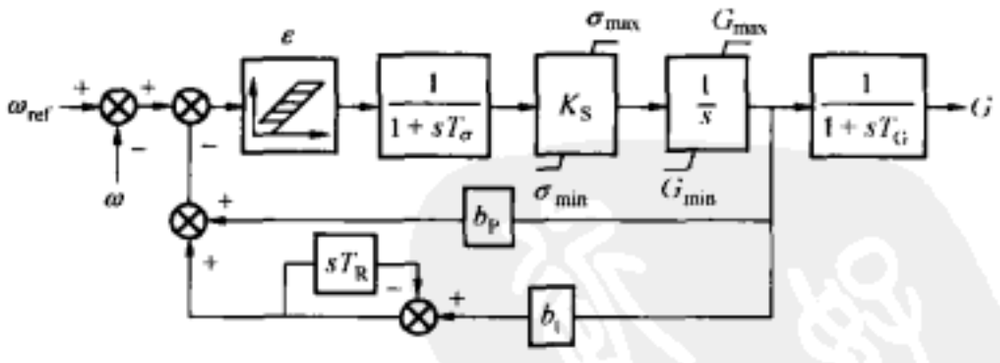


图 11.2-10 水轮机调速器传递函数框图

图 11.2-10 所示模型用于模拟具有两级接力器的调速系统，其中，ε 代表调速器测速失灵区，T_σ 为配压阀时间常数，K_S 代表辅助接力器放大系数，T_G 为主接力器时间常数，b_p 为永差反馈系数，b_t 为暂态反馈系数，T_R 为缓冲器缓冲时间常数，σ_{max} 和 σ_{min} 分别为导叶开启和关闭最大速度限制，G_{max} 和 G_{min} 分别为导叶开度限制。各参数的典型数值分别为：$\varepsilon = 0.1\% \sim 0.7\%$，$T_\sigma = 0.02 \sim 0.05$s，$K_S = 3 \sim 5$，$b_P = 0.03 \sim 0.06$，$b_t = 0 \sim 0.6$，$T_R = 2.5 \sim 15$s，$T_G = 0.2 \sim 0.4$s，$\sigma_{max} = 0.16$p. u. /s，$\sigma_{min} = -0.16$p. u. /s，$G_{max} = 1.0$p. u.，$G_{min} = 0.0$p. u.。

现代微机 PID 调速器采用微机控制器取代常规机械或者电气液压调速系统中除液压执行机构外的其他环节，使得调节和控制更加灵活，其典型传递函数框图如图 11.2-11 所示。

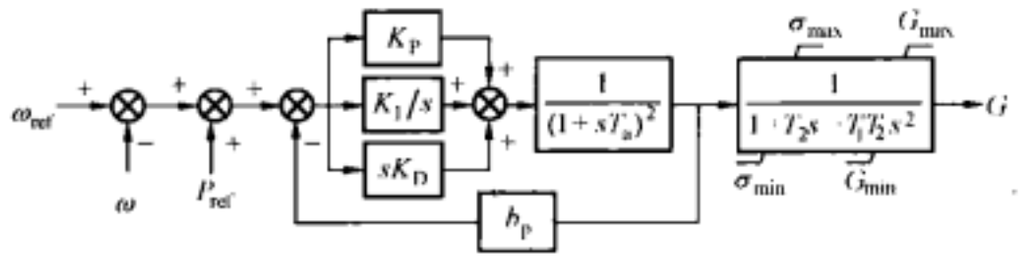


图 11.2-11　微机 PID 调速器传递函数框图

图中，K_P、K_I 和 K_D 分别为比例、积分和微分增益，b_p 为调差系数，T_a 代表微机控制器的固有时间常数，数值很小。T_1 和 T_2 分别为主配压阀和接力器时间常数，σ_{max} 和 σ_{min} 代表主配压阀行程限制，G_{max} 和 G_{min} 代表接力器行程限制。注意到图 11.2-11 中的微分控制环节通常用于机组孤立运行方式，当机组并网运行时，微分控制环节常常退出。

3.2　汽轮机及其调速系统的数学模型

3.2.1　汽轮机的数学模型

在计及蒸汽容积效应时，汽轮机常采用的动态模型有：①只计及高压蒸汽容积效应的一阶模型；②计及高压蒸汽和中间再热蒸汽容积效应的二阶模型；③计及高压蒸汽、中间再热蒸汽及低压蒸汽容积效应的三阶模型。图 11.2-12 是常用的汽轮机三阶模型，图（a）为汽轮机的蒸汽回路结构示意图；图（b）为汽轮机三阶模型的传递函数框图，P_m 为汽轮机输出机械功率（标幺值）；G 为汽门开度（标幺值），T_{CH}、T_{RH} 和 T_{CO} 分别为高压缸汽室、中间再热管以及低压蒸汽管道的蒸汽容积时间常数，其典型值一般为 $T_{CH}=0.1\sim0.4$s，$T_{RH}=4\sim11$s，$T_{CO}=0.3\sim0.5$s；f_1、f_2 和 f_3 分别为高、中、低压缸稳态输出功率占总输出功率的百分比，通常约为 $f_1:f_2:f_3=0.3:0.4:0.3$。汽轮机三阶模型常常用于模拟大型汽轮机，如果略去图 11.2-12（a）中低压缸和跨接管以及（b）中对应环节，将低压缸输出功率加到中压缸输出功率中去，可以得到汽轮机二阶模型，进一步若再略去与中间再热管过渡过程对应的环节，就可以得到汽轮机的一阶简化模型。

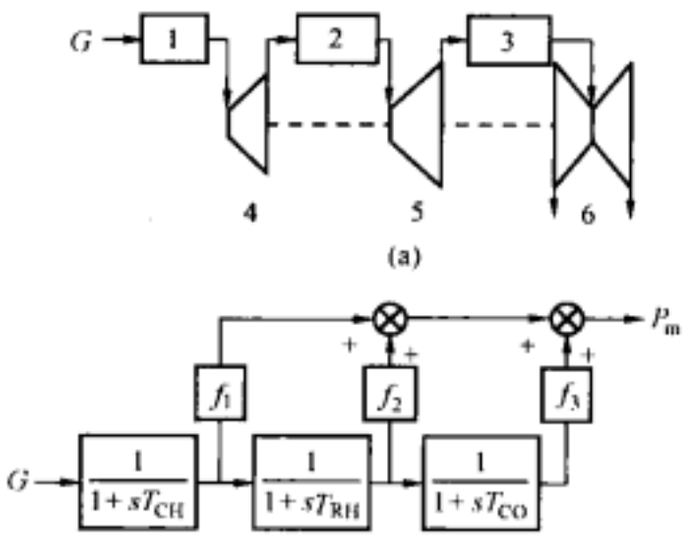


图 11.2-12　汽轮机数学模型

（a）汽轮机结构原理图；（b）汽轮机传递函数框图

1—高压缸调节汽室；2—中间再热管；3—跨接管；4、5、6—高压缸、中压缸和低压缸

此外还有更详细的汽轮机模型以及计及快关汽门动态的汽轮机模型，读者可参阅有关文献。

3.2.2　汽轮机调速系统的数学模型

汽轮机调速器有液压调速器和中间再热机组用的功频电液调速器两种，从功能结构上看，它们都由转速测量及调节器、继动器和液压油动机三部分组成。汽轮机液压调速器传递函数框图如图 11.2-13 所示，其中：K_G 为转速调节器的放大系数，其倒数就是调速系统的调差系数，即 $b_P=1/K_G$，继动器采用一阶惯性环节模拟，时间常数为 T_{SR}，油动机采用单位输出反馈，它们共同构成液压随动系统，T_{SM} 为油动机积分时间常数，模型典型参数为：$K_G=20$，$T_{SR}=0.1$s，$T_{SM}=0.3$s，$\sigma_{max}=0.1$p. u. /s，$\sigma_{min}=-0.1$p. u. /s，$G_{max}=1.0$p. u.，$G_{min}=0.0$p. u.。

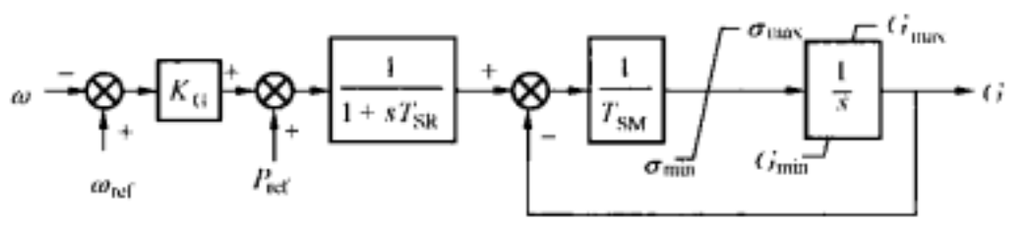


图 11.2-13　汽轮机液压调速器传递函数框图

为了适应中间再热式汽轮机的调节特点，功频电液调速器在液压调速系统的基础上引入了测功单元，进行输出功率反馈，以改善功频调节特性。同时采用 PID 调节器，既可克服中间再热蒸汽容积效应的影响，又有利于保证必要的静特性，其数学模型如图 11.2-14 所示。

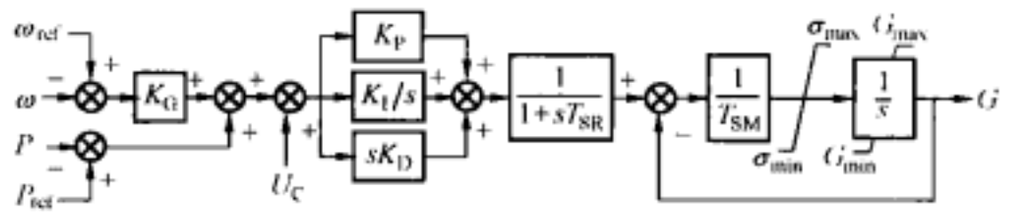


图 11.2-14　汽轮机功频电液调速器传递函数框图

和液压调速器相比，功频电液调速器增加了 PID 调节器，调节器放大倍数为 K_P，微分时间常数为 T_D，积分时间常数为 T_I，它将测频、测功单元的输出和给定信号进行综合校正放大，其输出经电液转换器转换为机械信号，驱动液压系统；电液转换器可看作是一个一阶惯性环节，其时间常数通常很小，可以合并到继动器环节中去；其他各环节及参数意义与图 11.2-13 相同。汽轮机的功频电液调速器 PID 调节器典型参数如下：$K_P=3\sim4$，$T_I=0.7\sim1$s，$T_D=0.1\sim0.25$s。

4　电力网络元件的数学模型

电力网络的主要元件是输电线路和变压器。在电力系统稳定计算中，通常忽略电力网络元件的电磁暂态过程，假定网络结构线性三相对称，各元件采用一相等值电路表示，并根据相互连接关系组成电力网络等值电路，等值电路参数采用工频参数。在系统发生不对称故障的情况下应用对称分量法将网络分解为正序、负序和零序三组对称网络，网络等值电路中各元件参数取相应的序参数。本节简要介绍输电线路和变压器的等值电路。

4.1　输电线路数学模型

电力系统输电线路大多数都是交流三相（单回路或者双回路）电路，每一相可能还包括分裂导线，导线之间存在电磁耦合。在三相结构对称的条件下，可以通过利用相模变换方法将其等效为相互解耦的三个单相电路，建立其一相等值电路模型。

4.1.1　长线稳态方程

图 11.2-15 是采用分布参数表示的输电线路等值电路。工频正弦稳态条件下其方程式为

$$\begin{cases}\dfrac{\mathrm{d}\dot{U}}{\mathrm{d}x}=(R+\mathrm{j}\omega L)\dot{I}\\[2ex]\dfrac{\mathrm{d}\dot{I}}{\mathrm{d}x}=(G+\mathrm{j}\omega C)\dot{U}\end{cases}\tag{11.2-17}$$

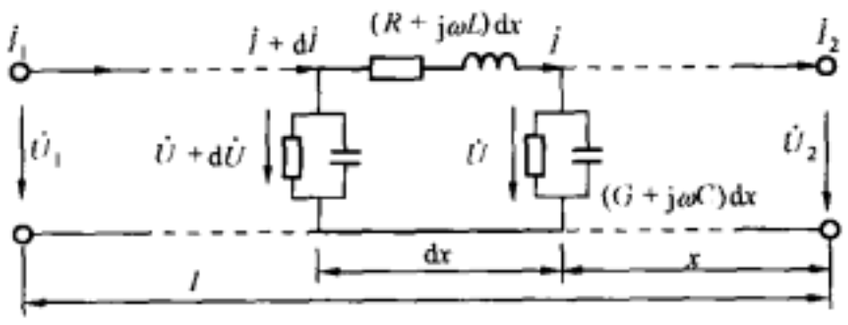


图 11.2-15 输电线路分布参数等值电路

其稳态解为

$$\begin{cases}\dot{U}=\dot{U}_2\cosh\gamma x+\dot{I}_2 Z_C\sinh\gamma x\\ \dot{I}=\dfrac{\dot{U}_2}{Z_C}\cosh\gamma x+\dot{I}_2\sinh\gamma x\end{cases}\tag{11.2-18}$$

式中：Z_C 和 γ 分别为表征输电线路分布参数特征的特性阻抗和传播常数，有

$$\begin{cases}Z_C=\sqrt{(R+j\omega L)/(G+j\omega C)}\\ \gamma=\sqrt{(R+j\omega L)(G+j\omega C)}\end{cases}\tag{11.2-19}$$

4.1.2 输电线路等值电路

由式（11.2-18）可以得到输电线路首末端电压和电流相量之间的关系，将其改写为导纳形式，可得

$$\begin{cases}\dot{I}_1=\dfrac{\dot{U}_1}{Z_C}\dfrac{\cosh\gamma l-1}{\sinh\gamma l}+\dfrac{\dot{U}_1-\dot{U}_2}{Z_C}\dfrac{1}{\sinh\gamma l}=\dfrac{Y}{2}\dot{U}_1+\dfrac{1}{Z}(\dot{U}_1-\dot{U}_2)\\ \dot{I}_2=\dfrac{\dot{U}_1-\dot{U}_2}{Z_C}\dfrac{1}{\sinh\gamma l}-\dfrac{\dot{U}_2}{Z_C}\dfrac{\cosh\gamma l-1}{\sinh\gamma l}=\dfrac{1}{Z}(\dot{U}_1-\dot{U}_2)-\dfrac{Y}{2}\dot{U}_2\end{cases}\tag{11.2-20}$$

由此可以很容易得到输电线路的Π型等值电路，如图11.2-16所示。

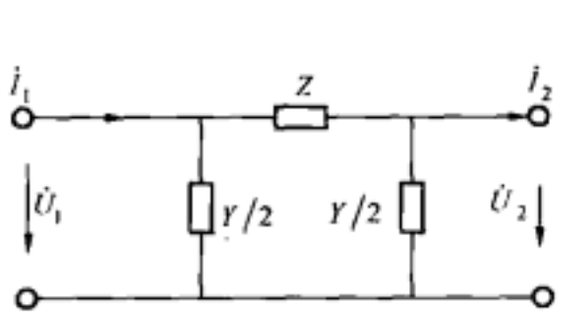


图 11.2-16 输电线路Π型等值电路

图 11.2-16 中的参数 Z 和$Y/2$如式(11.2-20)所示，因为计算其精确值比较复杂，实用上常常采用近似值，即分别令 $Z=(R+j\omega L)l$ 和 $Y=(G+j\omega C)l$。对于长度不超过 300km 的输电线路，这种近似误差很小。对长度超过 300km 的线路，可以将线路分段，采取多个Π型等值电路级联的方式来建模。

4.2 变压器等值电路及参数

电力变压器通常都是三相变压器或者三相变压器组，有双绕组、三绕组以及自耦变压器。大多数变压器都具有变比调节分抽头，用于系统实现电网的无功控制和电压调节。此外还有用于有功潮流调节的移相变压器。

电力系统分析中常常采用具有理想变压器的一相等值集中参数电路表示变压器，图 11.2-17（a）是具有理想变压器的双绕组变压器等值电路，图 11.2-17（b）是图（a）所示双绕组变压器的Π型等值电路。具有理想变压器的三绕组变压器一相等值电路如图 11.2-18（a）所示，图 11.2-18（b）是图（a）所示三绕组变压器的Π型等值电路。

令图 11.2-17（a）中理想变压器的变比为复数，即得到移相变压器的等值电路。假定复数变比为 $k_T e^{j\alpha}$，α 为移相控制角，那么移相变压器两端电压电流方程可写成如下的导纳形式

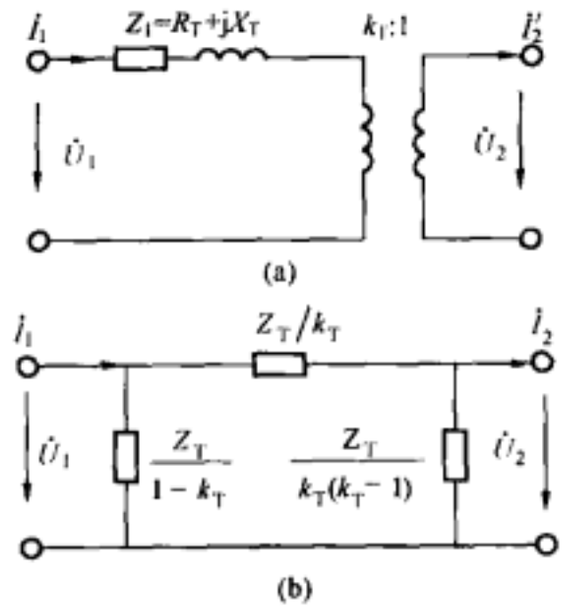


图 11.2-17 双绕组变压器等值电路

（a）具有理想变压器的等值电路；

（b）Π型等值电路

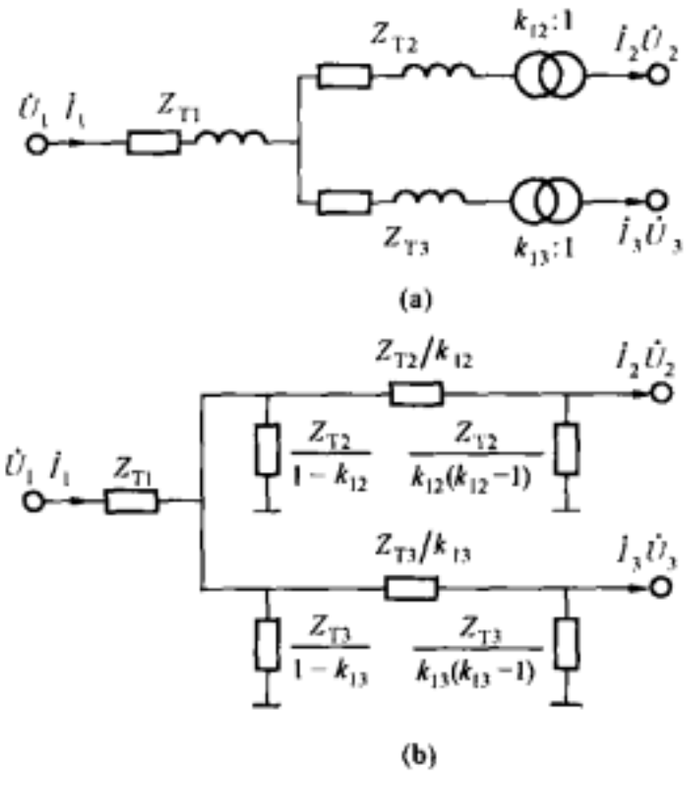


图 11.2-18 三绕组变压器等值电路

（a）具有理想变压器的等值电路；

（b）Π型等值电路

$$\begin{bmatrix}\dot{I}_1\\ \dot{I}_2\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}1/(k_T^2 Z_T) & -e^{j\alpha}/(k_T Z_T)\\ -e^{-j\alpha}/(k_T Z_T) & 1/Z_T\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\dot{U}_1\\ \dot{U}_2\end{bmatrix}\tag{11.2-21}$$

需要注意的是，复数变比会导致导纳矩阵的不对称。

等值电路的主要参数有各侧绕组的电阻（R_T）、漏电抗（X_T）和变比 k_T，常常忽略变压器励磁支路的电导和电纳，或者对其另行考虑。不对称情况下变压器的等值电路可以根据对称分量法分别用正序、负序和零序等值电路代表。三种等值电路具有相同的形式。正序参数和负序参数相同。至于零序参数，严格地说，只有三相变压器组（由三个单相变压器按照某一连接组别组成）的零序参数与正序参数相同。其他类型的三相变压器由于其绕组结构的不同，其零序参数与正序参数有一些差别。一般认为除了励磁支路之外，上述变压器的其他各序参数都对应相等。

5 电力系统负荷的数学模型

负荷是电力系统的重要组成部分，其数学模型的准确程度对于电力系统暂态分析结果的精确性具有重要的影响。电力负荷常用综合负荷模型表示，常用的综合负荷模型包括负荷静态模型和负荷动态模型。

5.1 负荷的静态模型

负荷静态模型反映负荷有功功率、无功功率随频率和电压缓慢变化而变化的规律，可用代数方程或曲线表示。其中

负荷随电压变化的特性称为负荷电压特性，而随频率变化的特性则称为负荷频率特性。这种特性常用指数或者多项式的形式表示。在一定的电压和频率变化范围下，负荷有功功率和无功功率随电压和频率变化的特性可近似表示为

$$P = P_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{p_U} \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^{p_\omega}, Q = Q_0 \left(\frac{U}{U_0}\right)^{q_U} \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^{q_\omega} \tag{11.2-22}$$

式中：P_0、Q_0、U_0、ω_0 分别为在基准点稳态运行时负荷有功功率、无功功率、负荷母线电压幅值和角频率；P、Q、U、ω 为其实际值；p_U 和 q_U 为负荷有功和无功功率的电压特性指数；p_ω 和 q_ω 为负荷有功和无功功率的频率特性指数。

典型负荷静态特性参数见表 11.2-2。实际系统母线上的综合负荷静特性参数可以根据典型负荷静特性参数以及实际负荷设备的容量、使用率和组成比例来确定，也可实际测定。

表 11.2-2　　典型负荷静态特性

参数 / 用电设备	p_U	p_ω	q_U	q_ω
白炽灯	1.6	0	0	0
荧光灯	1.2	−1.0	3.0	−2.8
电热	2.0	0	0	0
感应电机（满载）	0.1	2.8	0.6	1.8
冶炼炉	1.9	−0.5	2.1	0
铝厂	1.8	−0.3	2.2	0.6

电力系统分析中也常把负荷静态模型用多项式表示为

$$\begin{cases} P = P_0\left[a_p \left(\dfrac{U}{U_0}\right)^2 + b_p\left(\dfrac{U}{U_0}\right) + c_p\right]\left(1 + \dfrac{\mathrm{d}P_*}{\mathrm{d}f_*}\bigg|_{f_0} \Delta f_*\right) \\ Q = Q_0\left[a_q \left(\dfrac{U}{U_0}\right)^2 + b_q\left(\dfrac{U}{U_0}\right) + c_q\right]\left(1 + \dfrac{\mathrm{d}Q_*}{\mathrm{d}f_*}\bigg|_{f_0} \Delta f_*\right) \end{cases} \tag{11.2-23}$$

式中，方括号中各项反映了负荷电压特性，其中电压二次项相当于恒定阻抗负荷，电压一次项相当于恒定电流负荷，电压零次项相当于恒定功率负荷，$a_p + b_p + c_p = 1$，a_p、b_p、c_p 分别为恒定阻抗、恒定电流、恒定功率负荷的有功功率占总有功功率的百分比。a_q、b_q、c_q 类同，且有 $a_q + b_q + c_q = 1$。右边的圆括号的内容反映了负荷频率特性，用线性函数表示，其中 P_* 和 Q_* 为以稳态时负荷有功功率和无功功率 P_0 和 Q_0 为基值时的标幺值，f_* 为工频基值下的标幺值。

在只计及负荷电压特性而忽略频率特性时，式 (11.2-23) 可以简化为

$$\begin{cases} P = P_0\left[a_p \left(\dfrac{U}{U_0}\right)^2 + b_p\left(\dfrac{U}{U_0}\right) + c_p\right] \\ Q = Q_0\left[a_q \left(\dfrac{U}{U_0}\right)^2 + b_q\left(\dfrac{U}{U_0}\right) + c_q\right] \end{cases} \tag{11.2-24}$$

对于系统电压和频率变化较慢的动态过程，可按式 (11.2-23) 或式 (11.2-24) 计及负荷静态特性。对于电压和频率变化较快的动态过程，在对精度要求不太高的情况下，也可近似采用上述负荷静态模型。有时还可以进一步近似认为负荷全部为恒定阻抗，这可以加快分析计算的速度，但会引起一定的系统分析误差。

5.2　负荷的动态模型

在系统电压和频率快速变化时，应考虑负荷的动态特性，并用微分方程描述，称之为负荷动态模型。由于电力系统的动态负荷主要成分是感应电动机，因此通常用感应电动机模型作为负荷的动态模型。负荷的等值感应电动机参数可采用经验参数，或进行实测和估计。

常用的负荷动态模型为考虑感应电动机机械暂态过程的负荷动态模型和考虑感应电动机机电暂态过程的负荷动态模型。

5.2.1　考虑到感应电动机机械暂态过程的负荷动态模型

在只考虑感应电机机械暂态而忽略电磁暂态过程的情况下，电动机定转子绕组电气量的变化关系可以简单地用图 11.2-19 所示的等值电路表示。

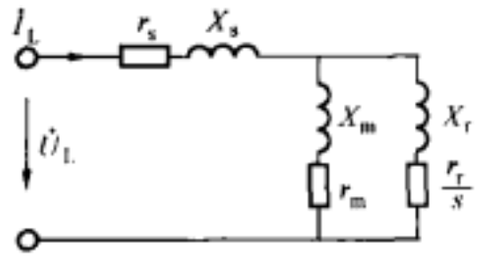


图 11.2-19　考虑机械暂态时感应电机的等值电路

从图 11.2-19 所示的等值电路看，决定电动机电气量动态变化的变量是电动机的转差率 s，这时电动机相当于一个时变阻抗，其等值阻抗为

$$Z_M = (r_s + jX_s) + (r_m + jX_m)//(r_r/s + jX_r) \tag{11.2-25}$$

转差率的变化决定于电动机的转子运动方程式

$$T_{JM}\frac{\mathrm{d}s}{\mathrm{d}t} = T_{mM} - T_{eM} \tag{11.2-26}$$

式中：T_{JM} 为感应电动机转子惯性时间常数；T_{mM} 和 T_{eM} 分别为电动机机械转矩和电磁转矩；转差率 $s = (\omega_s - \omega)/\omega_s$。

电动机的机械转矩与机械负载特性有关，一般可表示为

$$T_{mM} = k[\alpha + (1-\alpha)(1-s)^\rho] \tag{11.2-27}$$

式中：α 为恒转矩部分；$(1-\alpha)$ 为与转差 s 有关的转矩部分；ρ 为与电动机的负荷机械特性有关的指数；k 为电动机的负荷系数，由稳态时的 T_{m0} 和 s_0 确定。

电动机的电磁转矩可以表示为

$$T_{eM} = \frac{2T_{eMmax}}{\dfrac{s}{s_{cr}} + \dfrac{s_{cr}}{s}}\left(\frac{U_L}{U_{LN}}\right)^2 \tag{11.2-28}$$

式中：T_{eMmax} 为感应电动机额定电压下的最大电磁力矩；s_{cr} 为临界转差；U_{LN} 和 U_L 分别为感应电动机的额定电压和工作电压。

5.2.2　考虑到感应电动机机电暂态过程的负荷动态模型

这种模型同时考虑转子绕组电磁暂态及转子动态过程，忽略了定子绕组的电磁暂态过程，较精确地反映了转子绕组电磁暂态过程对电磁力矩的影响，与只考虑机电暂态过程的负荷动态模型相比，在暂态过程的分析中具有更好的精度。

事实上，异步电机可看作是同步电机的特例，即励磁电压恒为零，d、q 轴完全对称，参数相等，转速为非同步速。故忽略定子绕组暂态时，可据同步电机四阶实用方程导出同步旋转坐标参考轴下感应电动机的方程式，即

$$\dot{U}_L = (1-s)\dot{E}'_M - [R_1 + j(1-s)X']\dot{I}_M \tag{11.2-29}$$

$$T'_{d0}\,p\dot{E}'_M = -(1 + jsT'_{d0})\dot{E}'_M - j(X - X')\dot{I}_M \tag{11.2-30}$$

式中：$X = X_s + X_m$，$X' = X_s + X_m X_r/(X_m + X_r)$，$T'_{d0} = (X_r + X_m)/r_r$。感应电动机的电磁转矩为

$$T_{eM} = -\mathrm{Re}(\dot{E}'_M \dot{I}_M) \qquad (11.2\text{-}31)$$

式中出现负号是因为电动机电磁转矩的规定正方向与同步电机相反的缘故。

式（11.2-26）、式（11.2-27）、式（11.2-29）、式（11.2-30）以及式（11.2-31）共同组成了考虑电动机机电暂态过程的电动机数学模型。在进行系统计算时，需要注意初值的确定及标幺值与基值的转换问题。此外，实际计算时，有时略去式（11.2-29）中的 s。

6 高压直流输电系统的数学模型

图 11.2-20 所示为两端高压直流输电系统的原理接线图，包括两端换流站和直流输电线路。换流站由换流变压器 T_R、T_I，换流桥 B_R、B_I，平波电抗器 L_R、L_I和直流滤波器 F_{dR}、F_{dI}等元件组成。为简单起见，图中只画出其中的一极作为代表。

直流输电系统的暂态过程非常复杂，精确计算需要求解包含连续变量和离散变量的常微分方程和偏微分方程，计算工作量非常繁重。在电力系统稳定性分析和其他一些对精度要求不高的暂态分析中常常进行简化处理，将换流站交直流侧电压电流之间的关系用换流器稳态方程式表示，即对换流器采用准稳态数学模型。此外，忽略交直流侧的电压电流谐波，以及直流输电线路的波过程；对于调节系统则采用详细的动态模型描述，这样建立的数学模型就是在稳定分析中广泛使用的准稳态模型。

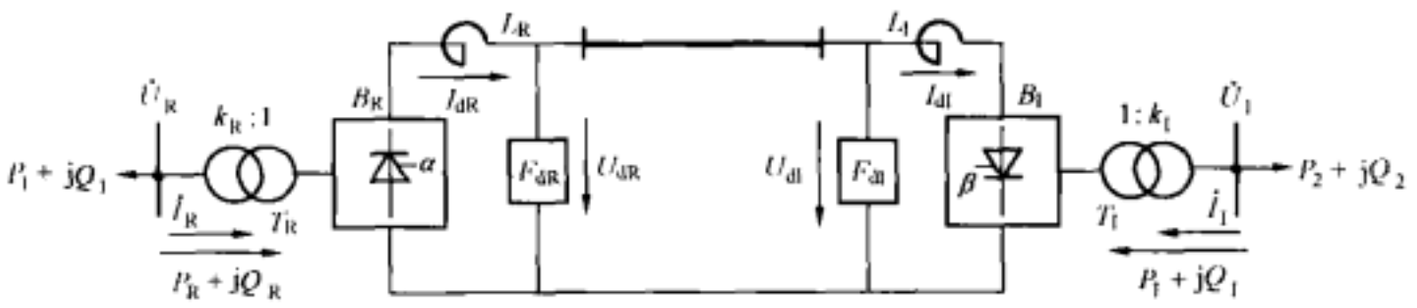


图 11.2-20 两端高压直流输电系统原理接线图

6.1 换流器的数学模型

在以下方程式中，α、β、γ 和 δ 分别代表触发延迟角、触发越前角、换相角和熄弧角；下标“R”和“I”分别代表整流器侧和逆变器侧的变量，“d”代表直流侧变量，“0”代表空载情况的变量，“(1)”代表基波分量。各变量的参考方向如图 11.2-15 所示。

6.1.1 整流器的稳态方程

整流器稳态方程如式（11.2-32）所示

$$\begin{cases} U_{dR} = U_{dR0}\cos\alpha - R_{cR} I_{dR} = U_{dR0}[\cos\alpha + \cos(\alpha+\gamma_R)]/2 \\ U_{dR0} = U_R / n_R, n_R = \dfrac{\pi}{3\sqrt{2}} k_R, R_{cR} = \dfrac{3}{\pi} X_R \end{cases} \qquad (11.2\text{-}32)$$

式中：U_R 为整流侧交流母线线电压的有效值；k_R 为整流变压器的变比；R_{cR}为等值换相电阻；X_R 为换相电抗。

不计换流器损耗时，整流器交流侧的功率、基波电流和功率因数为

$$\begin{cases} P_R = U_{dR} I_{dR} = \sqrt{3} U_R I_{R(1)} \cos\varphi_{R(1)}, Q_R = \sqrt{3} U_R I_{R(1)} \sin\varphi_{R(1)} \\ I_{R(1)} = \dfrac{\sqrt{6}}{\pi} \dfrac{I_{dR}}{k_R}, \cos\varphi_{R(1)} \approx \dfrac{1}{2}[\cos\alpha + \cos(\alpha+\gamma_R)] \approx \dfrac{U_{dR}}{U_{dR0}} \end{cases} \qquad (11.2\text{-}33)$$

6.1.2 逆变器的稳态方程

与整流器相对应，在逆变器侧有

$$\begin{cases} U_{dI} = U_{dI0}\cos\delta - R_{cI} I_{dI} = U_{dI0}\cos\beta + R_{cI} I_{dI} \\ \qquad = U_{dI0}[\cos\delta + \cos(\alpha+\gamma_I)]/2 \\ U_{dI0} = U_I / n_I, n_I = \dfrac{\pi}{3\sqrt{2}} k_I, R_{cI} = \dfrac{3}{\pi} X_I \end{cases} \qquad (11.2\text{-}34)$$

$$\begin{cases} P_I = -U_{dI} I_{dI} = -\sqrt{3} U_I I_{I(1)} \cos\varphi_{I(1)}, Q_I = \sqrt{3} U_I I_{I(1)} \sin\varphi_{I(1)} \\ I_{I(1)} = \dfrac{\sqrt{6}}{\pi} \dfrac{I_{dI}}{k_I}, \cos\varphi_{I(1)} \approx \dfrac{1}{2}[\cos\delta + \cos(\delta+\gamma_I)] \approx \dfrac{U_{dI}}{U_{dI0}} \end{cases} \qquad (11.2\text{-}35)$$

这里，$\beta=\delta+\gamma_I$。对于整个直流系统，计算电压、电流功率时，应考虑到两极和每极下可能有多个换流桥的情况。

6.2 调节系统的数学模型

调节系统是实现和控制直流系统传输功率的关键环节，其调节特性直接影响到直流系统的运行特性。整流侧常用的基本调节方式有定电流调节和定功率调节，逆变侧的基本调节方式有定电压调节和定熄弧角调节。为了获得良好的运行特性，整流器的调节特性必须和逆变器的调节特性相配合。这四种基本调节方式的典型传递函数框图如图 11.2-21 所示。

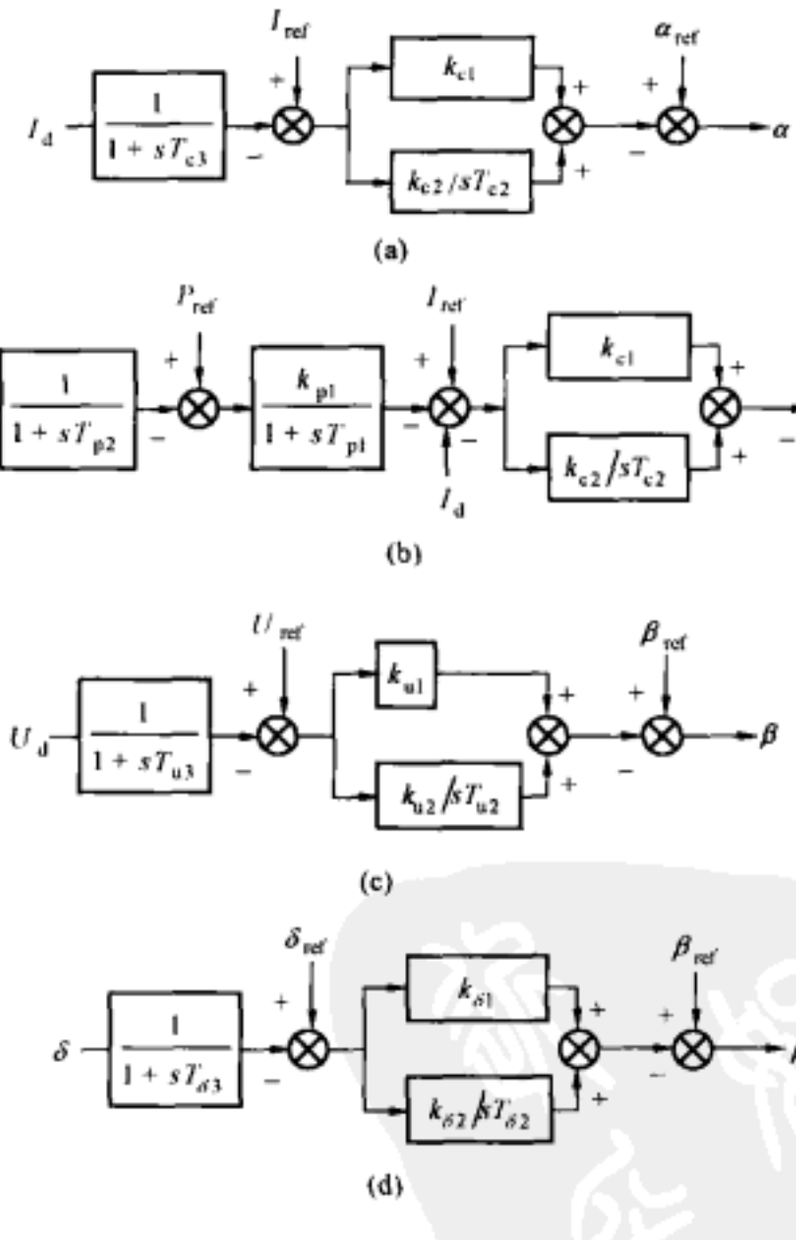


图 11.2-21 直流输电系统调节系统的传递函数框图
（a）定电流调节；（b）定功率调节；
（c）定电压调节；（d）定熄弧角调节

6.2.1 定电流调节方式

在这种调节方式下，将由直流互感器测量得到的输出直流电流 I_d 与电流给定值 I_{dref}进行比较，所得的误差信号经过 PI 调节器后，作用于移相控制电路，以改变换流器触发延迟角，实现定电流调节的作用，如图 11.2-21（a）所示。

6.2.2　定功率调节方式

在这种调节方式下，由测量得到的直流电流与电压可以得到直流功率 P_d（或者取交流侧有功功率），将其与功率给定值进行比较，所得到的误差信号经转换放大后作用于定电流调节器，实现定功率调节，如图 11.2-21（b）所示。直流输电系统用作长距离输电或者区域系统联络线时，常常要求按计划传输功率，此时通常还会附加功率调节装置，以便精确迅速调节所传输的功率。

6.2.3　定电压调节方式

这种调节方式与定电流调节方式类似，所不同的是将测量电压 U_d 与给定值 U_{dref} 比较，所得误差信号经放大后对逆变器进行移相控制，改变逆变器的触发越前角 β，如图 11.2-21（c）所示。

6.2.4　定熄弧角调节方式

在这种调节方式下，将测量得到的熄弧角 δ 与给定值 δ_{ref} 相比较，所得到的误差信号经放大后对逆变器进行移相控制，改变逆变器的触发越前角 β，如图 11.2-21（d）所示。熄弧角无法直接测量，只能通过阀电压和阀电流过零点的间隔间接获得。

需要指出的是，除了上述基本调节方式外，直流输电系统还常常附加限制措施。如为了保障系统正常运行，整流侧还附加最小触发延迟角控制，逆变器侧附加最小熄弧角控制。有时为了利用直流输电系统的快速功率调节特性来改善整个交直流系统的运行特性，在换流器的调节器中常常引入某些附加控制信号。对于这些附加控制功能，在某些情况下，可能还需要根据具体的对象建立更为详细的数学模型，详见相关文献。

6.3　直流输电线路数学模型

当不计输电线路波过程时，可采用分段集中参数的 T 型或者 Π 型等值电路组成链接电路模拟直流输电线路，从而构成微分方程式，必要时还应该包括直流侧滤波器和两端平波电抗器。

7　灵活交流输电装置数学模型

灵活交流输电装置（FACTS）包括晶闸管控制串联电容器（TCSC）、串联同步补偿器（SSSC）、静止无功补偿器（SVC）、静止无功发生器（STATCOM）以及统一潮流控制器（UPFC）等。这些装置都是基于大功率电力电子技术开关器件的应用与控制技术，具有响应迅速、调节能力强的特点，能够为电力系统潮流和稳定控制提供灵活有效的手段。

电力系统稳定分析和控制中通常采用准稳态 FACTS 装置模型，即忽略由电力电子器件组成，变流设备本身的动态特性，只考虑其中可能存在的储能元件，如电容器的动态特性以及用于系统控制的控制器动态特性。建立 FACTS 数学模型的详细情况见本卷第 4 篇。

第 3 章 电力系统稳定性分析的数学基础

1 动力学系统及其稳定性的基本概念

为了方便，按数学叙述的惯例，本章将使用如下标准缩略语符号：$\in$表示“在集合中”，$\subset$表示“包含于”，$\forall$表示“对所有的”或“对任给的”，$\exists$表示“均存在”或“均可找到”，$\Rightarrow$表示“蕴涵”。$\mathscr{R}$表示实数集合，$\mathscr{R}^n$表示n维实向量空间，$\mathscr{R}^{m\times n}$表示所有m行n列矩阵组成的实向量空间。$\mathscr{C}$表示复数集合，$\mathscr{C}^n$表示n维复向量空间。$\|x\|_p$表示向量x的p范数。

$B_\rho \subset \mathscr{R}^n$表示中心在原点半径为$\rho$的闭球，即：$B_\rho = \{x \mid x\in\mathscr{R}^n, \|x\|_2 \leqslant \rho\}$。$B_\rho$的开核是一开球，表示为$\dot{B}_\rho$，即：$\dot{B}_\rho = \{x \mid x\in\mathscr{R}^n, \|x\|_2 < \rho\}$。

在集合S上定义的函数向量f，若在S上连续，则记为$f\in C[S]$。用J表半无穷区间$[\theta, +\infty)$，其中$\theta\in\mathscr{R}$，有时J也可以是$(-\infty, +\infty)$。符号t总是表示时间。

设$S\subset\mathscr{R}^n$是一开集。函数$f(t, x): J\times S\to\mathscr{R}^n$称为对$x$具局部 Lipschitz 条件，是指对任何有界闭集$M\subset J\times S$有常数$\kappa(M)$，使：

$$\|f(t,x)-f(t,y)\| \leqslant \kappa(M)\|x-y\|, \forall (t,x),(t,y)\in M$$

用$f(t, x)\in L-\mathrm{Li}_x(J\times S)$表示$f$在$J\times S$上对$x$具局部 Lipschitz 条件。若$\kappa(M)$可以选来与$M$无关，则称$f$在$J\times S$上对$x$具 Lipschitz 条件，记为$f(t, x)\in \mathrm{Li}_x(J\times S)$。

考虑由微分方程组

$$\dot{x} = \frac{\mathrm{d}x}{\mathrm{d}t} = f(t,x) \tag{11.3-1}$$

描述的动态系统，其中状态$x(t)\in\mathscr{R}^n$，$f(t, x): J\times S\to\mathscr{R}^n$，$S\subset\mathscr{R}^n$。

对于初始条件$x(t_0)=x_0$，式(11.3-1)的定解问题称为初值问题。

$$\dot{x} = f(t,x), x(t_0) = x_0 \tag{11.3-2}$$

如果式(11.3-1)中的函数$f(t, x)$对x是非线性的，则称该系统为非线性系统。否则，如果$f(t, x)$对x是线性的，即$f(t, x)=A(t)x$，$A(t): J\to\mathscr{R}^{n\times n}$，称该系统为线性系统。

如果式(11.3-1)中的函数f不显含时间t，即如果系统可以写成

$$\dot{x} = f(x) \tag{11.3-3}$$

称系统为自治的。否则称系统为非自治的。自治系统的解(状态)与起始时间无关，为了方便，在今后研究自治系统时总是假设起始时间$t_0=0$。

1.1 非线性系统基本现象

相对于线性系统而言，非线性系统蕴涵着更为丰富和复杂的“非线性现象”，从而使得非线性系统的研究更加困难。

1.1.1 有限逃逸时间

线性系统的状态只有在时间趋于无穷时趋于无穷，而非线性系统的状态可以在有限时间内趋于无穷。

1.1.2 极限环

非线性系统可以在没有外部激励时产生固定幅值和固定周期的振荡。这些振荡被称为极限环（limit cycles）或自激振荡。

极限环是非线性系统的一种重要现象。一个工程师必须懂得，如何在不期望它出现的时候消除它，而在期望它出现的时候产生或放大它。

1.1.3 分岔（分歧）

当非线性系统中的参数发生变化时，可能导致系统运动的性质发生变化。称这种现象为分岔（bifurcation），相应的参数值为临界值或分岔值。研究较多的有鞍结（Saddle-Node）分岔、Hopf 分岔和 pitchfork 分岔。

1.1.4 混沌

非线性系统对初始条件极为敏感，这使其输出不可预测。称这种现象为混沌（chaos）。对于任意幅值的正弦输入，线性系统的响应总是同频正弦的。然而，随着初始条件和输入幅值的不同，一个给定的非线性系统的输出却可能表现为正弦的、周期的或混沌的。

1.1.5 次谐波、谐波或接近周期振荡

在周期性激励作用下，非线性系统可能产生具有一定频率的振荡，其振荡频率为输入频率的倍数。

1.2 微分方程基本定理

下面首先给出初值问题式(11.3-2)解的存在唯一性、对初值的连续依赖性和可微性条件。

定理 11.3-1(解的存在唯一性)：若有$f(t, x)\in C(J\times S)\cap L-\mathrm{Li}_x(J\times S)$，则$\forall (t_0, x_0)\in J\times S$，式(11.3-2)存在唯一解，记为$x(t, t_0, x_0)$。

定理 11.3-2(解对初值的连续依赖性和可微性)：设定理 3.1 的条件可以得到满足，则：

(1) 若式(11.3-2)的两个解$x^{(1)}(t)=x(t, t_0, x_0^{(1)})$、$x^{(2)}(t)=x(t, t_0, x_0^{(2)})$在$[t_0, t_1]$上均有定义，则$\forall\epsilon>0$，$\exists\delta>0$，$(x_0^{(1)}-x_0^{(2)})\in\dot{B}_\delta \Rightarrow [x^{(1)}(t)-x^{(2)}(t)]\in\dot{B}_\epsilon$，$\forall t\in[t_0, t_1]$。

(2) 若$\frac{\partial f_i}{\partial x_j}(i, j=1, \cdots, n)$连续，则$\frac{\partial x_i(t)}{\partial x_{j0}}(i, j=1, \cdots, n)$也连续。

下面考虑依赖于参数μ的微分方程组

$$\dot{x} = f(t,x,\mu) \tag{11.3-4}$$

其中$f(t, x, \mu)\in C(J\times S\times[\mu_1, \mu_2])\cap L-\mathrm{Li}_x(J\times S\times[\mu_1, \mu_2])$。

定理 11.3-3(解对参数的连续性和可微性)：

(1) $\forall t_0\in J$，$\forall x_0\in S$，$\forall\mu_0\in[\mu_1, \mu_2]$，$\exists\rho>0$，$\exists a>0$，使得当$(\mu-\mu_0)\in B_\rho$时，式(11.3-4)有唯一解$x=x(t, t_0, x_0, \mu)$满足初值$x(t_0)=x_0$在$[t_0-a, t_0+a]$上有定义，且是$\mu$的连续函数。

(2) 若f_i是一切变量的解析函数，则解$x=x(t, t_0, x_0, \mu)$，$\forall\mu\in(\mu_1, \mu_2)$也是$\mu$的解析函数。

(3) 若f_i是$x_1, \cdots, x_n$及μ的连续可微函数，则解

$x=x(t,\ t_0,\ x_0,\ \mu)$对 μ 连续可微。

1.3　Lyapunov 稳定性定义

本节主要讨论自治系统式(11.3-3)，其中 $\boldsymbol{x}\in\mathscr{R}^n$ 为状态向量，$f(x)\in C(S)\bigcap L-\mathrm{Li}_x(S):S\to\mathscr{R}^n$，$S\subset\mathscr{R}^n$。

1.3.1　平衡点

如果 $x(t)$ 一旦位于某个状态 x_e 并在未来时间内一直保持在该状态，称 $\boldsymbol{x}_e$ 为系统的平衡点（或平衡状态）。在数学上，这意味着常数向量 $\boldsymbol{x}_e$ 满足

$$f(\boldsymbol{x}_e)=0 \tag{11.3-5}$$

一个线性自治系统

$$\dot{x}=Ax \tag{11.3-6}$$

如果 A 是非奇异的，那么该系统有唯一的平衡点（原点）。

在非线性系统分析中，对于感兴趣的平衡点 x_e，总可以通过变换使得系统的平衡点为 0。不失一般性，今后我们总是假设式（11.3-3）的平衡点为原点，即 $\boldsymbol{x}_e=0$。

1.3.2　稳定性定义

设 $x(t_0)=x(0)=x_0$，称 $x_0-\boldsymbol{x}_e=\Delta x$ 为干扰。Lyapunov 稳定性理论就是研究系统式(11.3-3)在平衡点遭受干扰后是否具有自我保持能力的理论。

定义 11.3-1：$\forall\varepsilon>0$，$\exists\delta=\delta(\varepsilon)>0$，$x(0)\in\dot{B}_\delta\Rightarrow x(t)\in\dot{B}_\varepsilon$，$\forall t\geqslant 0$，则称原点是稳定的。

定义 11.3-2：如果原点是稳定的，且可以选取 δ 使得 $x(0)\in\dot{B}_\delta\Rightarrow\lim\limits_{t\to\infty}\|x(t)\|=0$，则称原点是渐近稳定的。

定义 11.3-3：如果原点是渐近稳定平衡点，称 $\dot{B}_\delta$ 为原点的渐近稳定域或吸引域。

定义 11.3-4：$\exists\delta>0$，$\exists\alpha>0$，$\exists\lambda>0$，$x(0)\in B_\delta\Rightarrow\|x(t)\|\leqslant\alpha\|x(0)\|\mathrm{e}^{-\lambda t}$，$\forall t\geqslant 0$，则称原点是指数稳定的。

定义 11.3-5：如果渐近(或指数)稳定性对于任何初始状态都能保持，则称原点是大范围渐近(指数)稳定的，也称是全局渐近(指数)稳定的。

2　电力系统的平衡点计算

给定电力网络的结构、元件的模型和参数以及电力系统运行状况的边界条件，确定电力系统稳态运行状态的方法称之为潮流计算。通过潮流计算和一些附加计算，如由发电机出口母线潮流计算结果，计算发电机内部及其控制系统各状态量的稳态值，就可以得到系统的一个平衡运行状态。

电力系统潮流计算在数学上可归结为非线性方程组的求解问题，对这类问题的所有求解方法都属于迭代类算法。由于潮流计算在电力系统分析中处于很重要的地位，因而对潮流计算方法也有很高的要求，具体可归结为：①可靠的收敛性；②计算速度快、占用内存少；③ 计算方便、灵活。

目前已经提出了多种潮流计算方法。20 世纪 60 年代末提出的牛顿法是迄今为止公认的最为优秀的潮流计算方法，另外有代表性的优秀方法是 70 年代初发展起来的快速解耦法。

限于篇幅，后面我们仅介绍当前最为可靠和流行的牛顿潮流算法。

2.1　潮流计算问题的数学模型

根据电力网络的节点电压方程，节点 i（$i=1$，2，…，n）的注入电流可以表示成

$$\dot{I}_i=\sum_{j=1}^{n}Y_{ij}\dot{U}_j \tag{11.3-7}$$

式中：$\dot{I}_i$ 和 $\dot{U}_j$ 分别表示节点 i 的注入电流及节点 j 的电压；Y_{ij} 为导纳矩阵元素。

而节点 i 的边界约束条件为

$$P_i+\mathrm{j}Q_i=\dot{U}_i\dot{I}_i \tag{11.3-8}$$

式中：P_i、Q_i 分别为节点 i 向电力网络注入的有功功率和无功功率；$\dot{I}_i$ 表示电流 $\dot{I}_i$ 的共轭值。

设 $Y_{ij}=G_{ij}+\mathrm{j}B_{ij}$，$\dot{U}_i=U_i\angle\theta_i$，$\theta_{ij}=\theta_i-\theta_j$，（$i$，$j=1$，2，…，$n$），并根据式（11.3-7）和式（11.3-8）可得到

$$\left.\begin{aligned}P_i&=V_i\sum_{j\in i}V_j(G_{ij}\cos\theta_{ij}+B_{ij}\sin\theta_{ij})\\Q_i&=V_i\sum_{j\in i}V_j(G_{ij}\sin\theta_{ij}-B_{ij}\cos\theta_{ij})\end{aligned}\right\}i=1,2,\cdots,n \tag{11.3-9}$$

其中，$j\in i$ 表示 j 属于与节点 i 直接相连的任一节点，并包括 $j=i$ 的情况。

各节点的功率平衡方程可以表示如下

$$\left.\begin{aligned}\Delta P_i&=P_{G_i}-P_{L_i}-P_i\\\Delta Q_i&=Q_{G_i}-Q_{L_i}-Q_i\end{aligned}\right\}i=1,2,\cdots,n \tag{11.3-10}$$

式中：P_{G_i}、Q_{G_i} 分别为节点 i 上发电机发出的有功功率和无功功率；P_{L_i}、Q_{L_i} 分别为节点 i 上负荷吸收的有功功率和无功功率。

在潮流计算中，所有节点的负荷功率 P_{L_i}、Q_{L_i} 均已知，一般需要预先给定各节点的发电功率。当节点的 P_{G_i} 和 Q_{G_i} 给定，称该类节点为 PQ 节点。

全系统的功率应该是平衡的，即满足

$$\sum_{i=1}^{n}P_{G_i}=P_{\mathrm{loss}}+\sum_{i=1}^{n}P_{L_i}\qquad\sum_{i=1}^{n}Q_{G_i}=Q_{\mathrm{loss}}+\sum_{i=1}^{n}Q_{L_i} \tag{11.3-11}$$

式中：P_{loss}、Q_{loss} 分别为网络总的有功损耗和无功损耗，它们是节点电压 $\dot{U}_i=U_i\angle\theta_i$ 的函数。

由于潮流计算前各节点电压未知，因而根据式（11.3-11）可知，至少一个节点的 P_{G_i}、Q_{G_i} 不能预先给定，称该节点为平衡（松弛）节点。

另外，通常要求一些节点的电压幅值达到指定值，因而可以预先指定这些节点的 P_{G_i} 和 U_i，称该类节点为 PV 节点。

根据以上对节点类型的划分，在式(11.3-10)中，除平衡节点外所有节点的有功平衡方程均是潮流方程，共有 $n-1$ 个方程；除平衡节点和 PV 节点(设有 r 个)外所有节点的无功平衡方程均是潮流方程，有 $n-1-r$ 个。因此，潮流方程总数为$(n-1)+(n-1-r)=2n-2-r$ 个。式(11.3-10)中的变量共有 $2n$ 个(n 个电压幅值和 n 个相角)，其中 PV 节点的电压幅值已知(r 个)；另外从式(11.3-9)可以看出，P_i、Q_i 都是 θ_{ij} 的函数，说明系统有一个冗余的相角，因而需要事先指定一个相角作为参考角，一般将平衡节点(也可以是其他任意一个节点)电压的相角作为参考相角，并将其指定为零度(也可以是任意角度)；显然还需要指定其中的一个变量才能使潮流方程是适定方程，一般指定平衡节点(也可以是其他任意一个节点)电压的幅值。这样潮流计算问题就归结为对含 $2n-2-r$ 个变量的适定非线性方程组的求解。

2.2　潮流计算的牛顿法

用牛顿法求解一般非线性方程组 $f(x)=0$ 的基本步骤

如下：

(1) 给定初值 $x^{(0)}$，容许误差 ε，$k=0$。

(2) 如果 $\| f(x^{(k)}) \|_\infty \leqslant \varepsilon$，迭代结束；否则继续下一步。

(3) 求解如下修正方程得到修正量 $\Delta x^{(k)}$

$$\boldsymbol{J}^{(k)} \Delta x^{(k)} = -f(x^{(k)}) \tag{11.3-12}$$

其中，$\boldsymbol{J}^{(k)} = \left.\frac{\partial f}{\partial x}\right|_{x=x^{(k)}}$ 为 Jacobian 矩阵。

(4) $x^{(k+1)} = x^{(k)} + \Delta x^{(k)}$。

(5) $k = k+1$，转向步骤 (2)。

对于式 (11.3-10)，并考虑式 (11.3-9)，修正方程式 (11.3-12) 的具体表达式为

$$\left[\begin{array}{ccc:ccc} H_{11} & \cdots & H_{1n} & N_{11} & \cdots & N_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ H_{n1} & \cdots & H_{nn} & N_{n1} & \cdots & N_{nn} \\ \hdashline M_{11} & \cdots & M_{1n} & L_{11} & \cdots & L_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ M_{n1} & \cdots & M_{nn} & L_{n1} & \cdots & L_{nn} \end{array}\right] \left[\begin{array}{c} \Delta\theta_1 \\ \vdots \\ \Delta\theta_n \\ \hdashline \Delta U_1 / U_1 \\ \vdots \\ \Delta U_n / U_n \end{array}\right] = \left[\begin{array}{c} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \hdashline \Delta Q_1 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{array}\right] \tag{11.3-13}$$

修正方程式 (11.3-13) 为线性方程组，Jacobian 矩阵是不对称稀疏矩阵，其稀疏结构和导纳矩阵的稀疏结构相同。

在潮流计算中，初值的选取是至关重要的，它事关潮流计算能否收敛以及满足收敛条件所需迭代次数的多少，一种方便有效的初值选取方案就是所谓的“平启动”，即

$$U_i = 1, \theta_i = 0, i = 1,2,\cdots,n \tag{11.3-14}$$

若初值处于解的某个邻域内，牛顿法具有二次收敛特性。采用“平启动”方案，电力系统潮流计算通常迭代 6～7 次就能收敛到非常精确的解，而且迭代次数与系统规模的关系不大。

3 电力系统稳定性分析概况

电力系统是由自治微分—代数方程组

$$\dot{x} = f(x,y) \tag{11.3-15}$$

$$0 = g(x,y) \tag{11.3-16}$$

描述的动力学系统。电力系统不可避免地会遭受到一些干扰，例如，负荷的随机变化，发电机组的调节作用，网络中发生短路故障，重要发电、输变电设备的投入或切除等。稳态运行的电力系统在遭受干扰后，原来的平衡状态将被打破，从而使系统经历一个动态过程。电力系统的稳定性问题就是研究这些动态过程的结局如何，因此属于动力学系统稳定性的研究范畴。

平衡点是 Lyapunov 稳定的（定义 3.1）在工程上意味着系统的运动表现为有限范围内的振荡。然而，一个连续振荡的系统对于供电者和用电者来说都是不合要求的。因此，电力系统的稳定性属于 Lyapunov 意义下的渐近稳定性。

电力系统稳定性分析涉及两个问题。一是平衡点对于任意微小的干扰是否渐近稳定；二是确定平衡点的渐近稳定域。称前者为小干扰稳定性问题，后者为大干扰稳定性问题。对于一个实际系统来说，给定的平衡点至少必须是小干扰稳定的，因为小干扰不稳定的平衡点在客观世界中是不存在的。常将小干扰稳定平衡点称为稳定平衡点，否则称为不稳定平衡点。另外，还要求平衡点应该具有尽可能大的渐近稳定域，从而使系统具有承受预想事故的能力。

对于平衡点的小干扰稳定性，通常采用 Lyapunov 间接法进行分析。将非线性微分—代数方程组 (11.3-15)、(11.3-16) 在平衡点线性化，用线性系统的稳定性来研究原来非线性系统在平衡点的稳定性。

平衡点渐近稳定域的确定，目前还没有非常有效的计算方法。然而，通常有两类方法可以判断给定的初始干扰是否在平衡点的稳定域之内。一类是求出微分—代数方程组 (11.3-15)、式 (11.3-16) 初值问题 $x(t_0)=x_0$，$y(t_0)=y_0$ 的解 $x(t)$ 和 $y(t)$，用定义 3.2 来判断系统的稳定性。$x(t)$ 和 $y(t)$ 的解析表达式一般难于得到，往往采用数值方法求出离散解。另一类是通过构造一个 Lyapunov 函数，根据函数沿运动轨线对时间导数的符号属性来判断系统的稳定性。这类方法由于不需要求出微分—代数方程组的解就可以判断稳定性，因此称为直接法。

正常运行的电力系统在遭受大的干扰后，往往伴随着一系列的操作。例如，输电线路上发生短路故障后，保护装置的动作将使线路退出运行；为使电力系统不失去稳定，还可能伴随有切除部分发电机和负荷、投入强行励磁、快关汽门等控制措施。

在进行电力系统大干扰稳定性分析时，往往关注最后一个操作发生后系统能否过渡到一个可以接受的稳定平衡点。假设该自治系统存在稳定平衡点 x_s，而且系统的自由运动最终能收敛于 x_s，就称电力系统是稳定的，否则是不稳定的。因此，稳定性分析也可以归结为求稳定平衡点 x_s 的吸引域问题，当可以确定 $x(t_k)$ 在 x_s 的吸引域之内时，可以断定系统是稳定的，否则是不稳定的。

由于数值方法几乎不受系统模型复杂程度的限制，所以目前广泛用于电力系统的大干扰稳定性分析。而 Lyapunov 函数构造困难，所以直接法尚处于研究阶段。

4 电力系统稳定性分析的数值积分方法

若初值问题式 (11.3-2) 存在唯一解 $x(t)$。从初始状态 $x(t_0)=x_0$ 开始，利用某种数值积分算法离散地逐点求出 $x(t)$ 在时间序列 $t_n=t_0+nh$，$n=0$，1，2，…（$h>0$，步长）上的值，用它们表示函数 $x(t_n)$ 的近似值 x_n，这种求解初值问题的数值方法称为逐步积分法。

4.1 初值问题的几种数值积分方法

下面直接给出了求解初值问题式 (11.3-2) 的几种数值积分方法。

(1) Euler 法：

$$x_{n+1} = x_n + hf(t_n,x_n) + O(h^2) \tag{11.3-17}$$

(2) 改进 Euler 法：

$$x_{n+1} = x_n + \frac{h}{2}[f(t_n,x_n) + f(t_{n+1},x_n) + hf(t_n,x_n)] + O(h^3) \tag{11.3-18}$$

(3) 中点法或二阶 Runge-Kutta 法：

$$x_{n+1} = x_n + hf\left[t_n + \frac{h}{2}, x_n + \frac{h}{2}f(t_n,x_n)\right] + O(h^3) \tag{11.3-19}$$

(4) 四阶 Runge-Kutta 法：

$$\begin{aligned} k_1 &= hf(t_n,x_n) \\ k_2 &= hf\left(t_n + \frac{h}{2}, x_n + \frac{k_1}{2}\right) \\ k_3 &= hf\left(t_n + \frac{h}{2}, x_n + \frac{k_2}{2}\right) \\ k_4 &= hf(t_n + h, x_n + k_3) \\ x_{n+1} &= x_n + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) + O(h^5) \end{aligned} \tag{11.3-20}$$

（5）Adams-Bashforth 法：

$$x_{n+1} = x_n + \frac{h}{2}[3f(t_n, x_n) - f(t_{n-1}, x_{n-1})] + O(h^3) \tag{11.3-21}$$

（6）梯形法：

$$x_{n+1} = x_n + \frac{h}{2}[f(t_n, x_n) + f(t_{n+1}, x_{n+1})] + O(h^3) \tag{11.3-22}$$

初值问题的数值解法可分为单步法和多步法及隐式法和显式法。计算 x_{n+1} 时仅用到 x_n 的方法称为单步法，计算 x_{n+1} 时用到 x_n，x_{n-1}，…，x_{n-k+1} 的方法称为 k（多）步法；计算 x_{n+1} 时，若公式中包含 f（t_{n+1}，x_{n+1}），称这种方法为隐式法，否则称为显式法。单步法是自启动的，因而便于处理不连续的情况；多步法在原理上效率更高，然而当发生不连续时需要重新启动；当 f（t，x）关于 x 非线性时，隐式法不能直接计算出 x_{n+1}，而必须求解关于 x_{n+1} 的非线性方程组，因而其计算量大，但可获得更高的数值稳定性；显式法虽然计算量小，但数值稳定性差。前面提到的 Euler 法、改进 Euler 法、中点法、四阶 Runge-Kutta 法均为显式单步法，Adams-Bashforth 法为显式两步法，梯形法为隐式单步法。要详细了解常微分方程初值问题的数值解法，可查阅有关专门的书籍。至于在实际应用中采用何种数值积分公式求解初值问题，除了以上讨论的因素外，还应从以下三个方面加以考虑：① 方法的精度；② 方法的数值稳定性；③ 对刚性方程的适应性。

从数值方法的计算速度、精度、数值稳定性、对刚性微分方程的适应性及计算的灵活性（处理不连续和限幅比较容易）等方面综合考虑，目前在电力系统中应用比较满意的方法包括：改进 Euler 法、四阶 Runge-Kutta 法等显式方法及隐式梯形法。当前流行的生产级商业软件包中所使用的大都是这些方法。

4.2　微分—代数方程组的求解方法

考虑自治微分—代数方程组（11.3-15）、（11.3-16）的初值问题 x（t_0）$=x_0$，y（t_0）$=y_0$。根据对微分方程组（11.3-15）和代数方程组（11.3-16）交接处理方法的不同，可将求解方法分为交替求解法和联立求解法两种。下面分别进行介绍。

4.2.1　交替求解法

这种方法的基本思想是，先将数值积分方法用于微分方程组独立地求出 x_{n+1}，然后使用 x_{n+1} 由代数方程组求得 y_{n+1}。根据求解微分方程组时使用显式法和隐式法的不同，x_{n+1} 和 y_{n+1} 的交替求解方式会有所不同。

用显式二阶 Runge-Kutta 法求解微分方程组时，交替求解法的一步计算如下：

（1）计算 $x^{(1)}=x_n+\frac{h}{2}f$（x_n，y_n），求解代数方程组 $0=g$（$x^{(1)}$，$y^{(1)}$）得到 $y^{(1)}$。

（2）计算 $x_{n+1}=x_n+hf$（$x^{(1)}$，$y^{(1)}$），求解代数方程组 $0=g$（x_{n+1}，y_{n+1}）得到 y_{n+1}。

当用隐式梯形法求解微分方程组时，也可以用交替迭代法求出如下两个非线性方程组的联立解

$$x_{n+1} = x_n + \frac{h}{2}[f(x_n, y_n) + f(x_{n+1}, y_{n+1})] \tag{11.3-23}$$

$$0 = g(x_{n+1}, y_{n+1}) \tag{11.3-24}$$

4.2.2　联立求解法

联立求解法一般针对微分方程用隐式积分法求解的情况。在应用隐式梯形积分公式时，联立求解法就是将式（11.3-23）和式（11.3-24）联立求解。显然，这种求解方法不存在交接误差。联立求解一般采用牛顿法，并在计算中考虑方程的稀疏性从而可以提高计算效率。

5　线性定常系统稳定性的特征分析法

考虑线性系统（11.3-6），它的平衡点是原点。该系统在原点的稳定性可以由矩阵 $\boldsymbol{A}$ 的特征值在复平面上的位置决定。

5.1　特征值和特征向量

矩阵 $\boldsymbol{A}\in\mathscr{R}^{n\times n}$ 的特征值是其特征多项式 p（z）$=$ det（$\boldsymbol{A}-zI$）的 n 个根。这些根的集合称为谱，记为 λ（A）$=\{\lambda_1, \cdots, \lambda_n\}$。

设 $\lambda_i\in\lambda$（A），那么满足

$$\boldsymbol{A}v_i = \lambda_i \boldsymbol{v}_i \tag{11.3-25}$$

的非零向量 $\boldsymbol{v}_i\in\mathscr{R}^n$ 称为矩阵 A 关于特征值 λ_i 的右特征向量。满足

$$u_i^{\mathrm{T}}A = \lambda_i u_i^{\mathrm{T}} \tag{11.3-26}$$

的非零行向量 u_i^{T}（$u_i\in\mathscr{C}^n$）称为矩阵 $\boldsymbol{A}$ 关于特征值 λ_i 的左特征向量。

5.2　线性系统的自由运动

记 $\Lambda=\mathrm{diag}\{\lambda_1, \lambda_2, \cdots, \lambda_n\}$，$\boldsymbol{V}=[v_1, v_2, \cdots, v_n]$，$\boldsymbol{U}=[u_1, u_2, \cdots, u_n]^{\mathrm{T}}$。对特征向量进行归一化处理，并根据式（11.3-25）和式（11.3-26）可得

$$\boldsymbol{UV} = I, U^{-1} = \boldsymbol{V} \tag{11.3-27}$$

根据式（11.3-25）和式（11.3-27）不难得到

$$UAV = \Lambda \tag{11.3-28}$$

考虑线性变换

$$x = Vz \tag{11.3-29}$$

将该变换用于式（11.3-6），得

$$\dot{z} = \Lambda z \tag{11.3-30}$$

上式的解为

$$z_i(t) = z_i(0)e^{\lambda_i t}, i = 1, 2, \cdots, n \tag{11.3-31}$$

显然，$z_i(t)$ 仅与第 i 个特征值 λ_i（相应的左、右特征向量分别为 u_i^{T} 和 v_i）联系在一起，即每一个特征值对应于系统的一个模。从式（11.3-29）可得 z_i（0）$=u_i^{\mathrm{T}}x$（0）。

将式（11.3-31）代入式（11.3-29），得到系统(11.3-6)的解为

$$x(t) = v_1 z_1(0)e^{\lambda_1 t} + v_2 z_2(0)e^{\lambda_2 t} + \cdots + v_n z_n(0)e^{\lambda_n t} \tag{11.3-32}$$

上式给出了由 n 个动态模的线性和所表示的系统运动方程。

从式（11.3-32）可以看出，相应于特征值 λ_i 的模的时间响应为 $e^{\lambda_i t}$。因此，系统的稳定性取决于特征值：

（1）一个实特征值相应于一个非振荡模。负实特征值表示衰减模，其数值越大，衰减越快。正实特征值表示非周期性不稳定。

（2）共轭复特征对相应于一个振荡模。设 $\lambda=\sigma\pm\mathrm{j}\omega$，它们模态的线性和可以表示成 $e^{\sigma}\sin(\omega t+\theta)$。$\omega$ 给出了振荡的角频率，振荡频率 $f=\omega/(2\pi)$（Hz）。σ 给出了阻尼的状况，$\sigma<0$ 表示正阻尼，对应于衰减振荡；$\sigma>0$ 表示负阻尼，对应于增幅振荡。常用阻尼比 ζ 来度量振荡幅值的衰减率

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \tag{11.3-33}$$

定理 11.3-4：当且仅当 A 的所有特征值满足 $\mathrm{Re}\lambda_i < 0$ 时，系统（11.3-6）的平衡点是（全局）渐近稳定的。

5.3 模态分析

5.3.1 模态与特征向量

将向量 x 和 z 之间的关系重写如下

$$x(t) = Vz(t) = [v_1, v_2, \cdots, v_n]z(t) = \sum_{i=1}^{n} v_i z_i(t) \tag{11.3-34}$$

$$z(t) = Ux(t) = [u_1, u_2, \cdots, u_n]^{\mathrm{T}} x(t) \tag{11.3-35}$$

从式（11.3-34）可以看出，右特征向量给出了模态。当特定的模被激活时，右特征向量 v_i 中各元素的幅值表征了 n 个状态变量在第 i 个模中的活动程度，而各元素的角度则表征了各状态变量相对于该模的相位移。

从式（11.3-35）可以看出，左特征向量 u_i^{T} 确定在第 i 个模中原始状态变量的组合方式。这样，右特征向量 v_i 中的第 k 个元素度量变量 x_k 在第 i 个模中的活动，而左特征向量 u_i^{T} 中的第 k 个元素加权这个活动对第 i 个模的贡献。

5.3.2 参与因子

为了确定状态变量和模之间的关系，把右特征向量和左特征向量结合起来，定义如下度量状态变量与模之间关联程度的参与矩阵（Participation matrix）$\boldsymbol{P}$

$$\boldsymbol{P} = \begin{array}{c} \\ x_1 \\ \\ x_k \\ \\ x_n \end{array} \begin{array}{c} \begin{array}{ccccc} \lambda_1 & & \lambda_i & & \lambda_n \end{array} \\ \begin{bmatrix} u_{11}v_{11} & \cdots & u_{1i}v_{1i} & \cdots & u_{1n}v_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ u_{k1}v_{k1} & \cdots & u_{ki}v_{ki} & \cdots & u_{kn}v_{kn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ u_{n1}v_{n1} & \cdots & u_{ni}v_{ni} & \cdots & u_{nn}v_{nn} \end{bmatrix} \end{array} \tag{11.3-36}$$

称矩阵 $\boldsymbol{P}$ 的元素 $p_{ki} = u_{ki}v_{ki}$ 为参与因子（Participation factor），它度量了第 i 个模与第 k 个状态变量 x_k 的相互参与程度。由于 v_{ki} 度量 x_k 在第 i 个模中的活动状况，而 u_{ki} 加权这个活动对模的贡献，因此它们的乘积 p_{ki} 即可度量净参与程度。

被初值 $x_k(0) = 1$ 激活的第 i 个模，以因子 p_{ki} 参与在响应 $x_k(t)$ 中，参与因子由此而得名。对于所有的模或所有的状态变量，有

$$\sum_{i=1}^{n} p_{ki} = \sum_{k=1}^{n} p_{ki} = 1 \tag{11.3-37}$$

5.3.3 特征值灵敏度

特征值 λ_i 对状态矩阵 $\boldsymbol{A}$ 各元素 a_{kj} 的灵敏度为

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = u_{ki}v_{ji} \tag{11.3-38}$$

显然，参与因子 p_{ki} 恰好是特征值 λ_i 对状态矩阵 $\boldsymbol{A}$ 的对角元素 a_{kk} 的灵敏度。

设 α 是标量，$\boldsymbol{A}(\alpha)$ 是由元素 $a_{kj}(\alpha)$ 组成的 n 阶方阵，特征值对 α 的灵敏度为

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial \alpha} = u_i^{\mathrm{T}} \frac{\partial \boldsymbol{A}}{\partial \alpha} v_i \tag{11.3-39}$$

6 电力系统稳定性分析的 Lyapunov 方法

6.1 Lyapunov 直接法

定义 11.3-6：一个标量连续函数 $V(x)$，如果 $V(0) = 0$ 且 $V(x) > 0$，$x \in B_\rho$，$x \neq 0$，那么称函数 $V(x)$ 是局部正定的。

同样，如果 $-V(x)$ 是正定的，则 $V(x)$ 是负定的；如果 $V(0) = 0$ 且对于 $x \neq 0$ 有 $V(x) \geqslant 0$，则 $V(x)$ 是半正定的；如果 $-V(x)$ 是半正定的，则 $V(x)$ 是半负定的。

定义 11.3-7：设 $V(x)$ 是可微的，定义 $\dot{V}$ 为

$$\dot{V} = \sum_{i=1}^{n} \frac{\partial V}{\partial x_i}\dot{x}_i = \sum_{i=1}^{n} \frac{\partial V}{\partial x_i} f_i(x) = \left[\frac{\partial V}{\partial x_1}, \cdots, \frac{\partial V}{\partial x_n}\right] \begin{bmatrix} f_1(x) \\ \vdots \\ f_n(x) \end{bmatrix} = \frac{\partial V}{\partial x} f(x)$$

并称它为 V 沿着式（11.3-3）状态轨线的时间导数。

定义 11.3-8：如果在 B_ρ 内函数 $V(x)$ 正定且具有连续偏导数，而且如果它沿着式（11.3-3）的任何状态轨线的时间导数是半负定的，即 $\dot{V}(x) \leqslant 0$。那么称 $V(x)$ 为系统（11.3-3）的 Lyapunov 函数。

定理 11.3-5（局部稳定性）：如果在 B_ρ 内存在一个具有连续一阶偏导数的标量函数 $V(x)$，使得①$V(x)$ 是正定的（在 B_ρ 内，局部地）；②$\dot{V}(x)$ 是半负定的（在 B_ρ 内，局部地）。那么平衡点 0 是稳定的。如果导数 $\dot{V}(x)$ 在 B_ρ 内局部负定，那么稳定是渐近的。

定理 11.3-6（全局稳定性）：假设存在状态 x 的某个具有连续一阶导数的标量函数 $V(x)$，使得① $V(x)$ 是正定的；②$\dot{V}(x)$ 是负定的；③ $\|x\| \to \infty \Rightarrow V(x) \to \infty$。那么平衡点 0 是全局渐近稳定的。

6.2 基于 Lyapunov 直接法的系统稳定性分析

定义 11.3-9：设 $\boldsymbol{M} \in \mathscr{R}^{n \times n}$，如果 $^t x \neq 0 \Rightarrow x^{\mathrm{T}}\boldsymbol{M}x > 0$，称方阵 $\boldsymbol{M}$ 是正定的。

6.2.1 Krasovskii 方法

Krasovskii 方法给出了非线性系统平衡点渐近稳定的充分条件。对于自治非线性系统（11.3-3），构造一个简单形式的函数 $V = f^{\mathrm{T}}f$，检查这个函数是否为 Lyapunov 函数。

定理 11.3-7（Krasovskii 定理）：考察自治系统（11.3-3），感兴趣的平衡点是原点。设 $\boldsymbol{A}(x)$ 表示系统的 Jacobian 矩阵，即 $\boldsymbol{A}(x) = \partial f / \partial x$。如果矩阵 $\boldsymbol{F} = \boldsymbol{A} + \boldsymbol{A}^{\mathrm{T}}$ 在原点的邻域 Ω 内是负定的，那么原点是渐近稳定的。这个系统的 Lyapunov 函数为

$$V(x) = f^{\mathrm{T}}(x)f(x)$$

若 Ω 是整个状态空间，且 $\|x\| \to \infty \Rightarrow V(x) \to \infty$，则原点是全局渐近稳定的。

定理 11.3-8（广义 Krasovskii 定理）：考察自治系统（11.3-3），感兴趣的平衡点是原点。设 $\boldsymbol{A}(x)$ 表示系统的 Jacobian 矩阵。那么原点是渐近稳定的充分条件是：存在两个对称正定矩阵 $\boldsymbol{P}$ 和 $\boldsymbol{Q}$，使得 $\forall x \neq 0$，矩阵

$$F(x) = A^{\mathrm{T}}\boldsymbol{P} + \boldsymbol{P}\boldsymbol{A} + \boldsymbol{Q}$$

在原点的邻域 Ω 内是半负定的。$V(x) = f^{\mathrm{T}}Pf$ 是这个系统的一个 Lyapunov 函数。如果 Ω 是整个状态空间，而且

$\|x\| \to \infty \Rightarrow V(x) \to \infty$，则原点是全局渐近稳定的。

6.2.2　变量梯度法

变量梯度法是构造 Lyapunov 函数的一种形式化方法。先假定 Lyapunov 函数的梯度具有某种形式，然后通过积分这个梯度求得 Lyapunov 函数。

可以通过积分关系使 $V(x)$ 与它的梯度 ∇V 联系起来，即 $V(x) = \int_0^x \nabla V \mathrm{d}x$，其中 $\nabla V = [\partial V/\partial x_1, \cdots, \partial V/\partial x_n]^{\mathrm{T}}$。为了从 ∇V 找到唯一的 V，∇V 必须满足旋度条件

$$\partial \nabla V_i/\partial x_j = \partial \nabla V_j/\partial x_i, i,j = 1,\cdots,n$$

假定梯度 ∇V 具有 $\nabla V_i = \sum_{j=1}^{n} a_{ij}x_j$ 的简单形式（还可以有其他形式），其中 a_{ij} 为待定系数。这样，寻找 Lyapunov 函数的过程为：① 求解系数 a_{ij}，从而满足旋度条件；② 限制系数 a_{ij}，使得 $\dot{V}$ 是半负定的（至少是局部半负定的）；③ 通过积分，由 ∇V 计算 V；④ 检查 V 是否正定。

6.3　线性定常系统的稳定性分析

线性系统（11.3-6）原点的渐近稳定性也可以用 Lyapunov 方法加以研究。考虑一个候选 Lyapunov 函数 $\boldsymbol{V} = x^{\mathrm{T}}Px$，其中 $\dot{\boldsymbol{V}} = \dot{x}^{\mathrm{T}}Px + x^{\mathrm{T}}P\dot{x} = -x^{\mathrm{T}}Qx$ 为一给定的实对称正定矩阵。$\boldsymbol{V}$ 沿着系统轨线的导数为

$$\dot{\boldsymbol{V}} = x^{\mathrm{T}}P\dot{x} + \dot{x}^{\mathrm{T}}Px = x^{\mathrm{T}}(\boldsymbol{PA} + \boldsymbol{A}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{P})x = -x^{\mathrm{T}}\boldsymbol{Q}\mathrm{x}$$

式中 $\boldsymbol{Q}$ 是由

$$\boldsymbol{PA} + \boldsymbol{A}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{P} = -\boldsymbol{Q} \qquad (11.3\text{-}40)$$

定义的对称矩阵。如果 $\boldsymbol{Q}$ 是正定的，由定理 3.6 可以得出原点是渐近稳定的结论。

定理 11.3-9：对于给定的对称正定矩阵 $\boldsymbol{Q}$，当且仅当存在一个对称正定矩阵 $\boldsymbol{P}$ 满足 Lyapunov 方程（11.3-40），称 $\boldsymbol{A}$ 是稳定矩阵，这时 $\boldsymbol{P}$ 是方程（11.3-40）的唯一解。

6.4　Lyapunov 间接法

Lyapunov 间接法是指，在一定条件下通过研究线性系统的稳定性来得出非线性系统局部稳定性的方法，因此也称该方法为 Lyapunov 线性化方法。

将式（11.3-3）中的函数 $f(x)$ 在平衡点（原点）Taylor展开

$$\dot{x} = \boldsymbol{A}x + h(x) \qquad (11.3\text{-}41)$$

式中 $\boldsymbol{A} = \left.\dfrac{\partial f}{\partial x}\right|_{x=0}$ 为 Jacobian 矩阵，$h(x)$ 为二阶及其以上各阶项之和。在式（11.3-41）中忽略 $h(x)$，得到非线性系统（11.3-3）的线性化系统

$$\dot{x} = \boldsymbol{A}x \qquad (11.3\text{-}42)$$

定理 11.3-10：如果 $\lim\limits_{\|x\|\to 0} \dfrac{\|h(x)\|}{\|x\|} = 0$，则可以用线性系统（11.3-42）的稳定性来研究非线性系统（11.3-3）在原点的小干扰稳定性，即① 当 $\boldsymbol{A}$ 的所有特征值满足 $\mathrm{Re}\lambda_i < 0$，非线性系统是小干扰稳定的；② 当 $\boldsymbol{A}$ 的所有特征值中至少有一个满足 $\mathrm{Re}\lambda_i > 0$，非线性系统是小干扰不稳定的；③ 当 $\boldsymbol{A}$ 的所有特征值中至少有一个满足 $\mathrm{Re}\lambda_i = 0$，其余特征值都满足 $\mathrm{Re}\lambda_i < 0$，则没有结论。

Lyapunov 间接法的可用之处在于：① 可以得出非线性系统（11.3-3）的平衡点在客观世界中是否真正存在的结论；② 利用线性系统模态分析找出系统的薄弱环节；③ 利用线性系统控制理论丰富的研究进行非线性系统的反馈镇定。

6.5　中心流形定理

在 6.4 中我们可以看到，如果 Jacobian 矩阵 $\boldsymbol{A}$ 有一些实部为零的特征值且其他特征值的实部都小于零，这时不能用线性化方法来研究自治系统（11.3-3）在平衡点（原点）的稳定性。研究发现，当线性化方法失败后，可以通过对低阶（其阶数等于实部为零的特征值的数目）非线性系统的分析来确定原系统的稳定性，这就是中心流形定理的一种应用。

第 4 章 电力系统小干扰稳定性

1 电力系统小干扰稳定性的基本概念

在现代电力系统中，小干扰稳定问题主要表现为振荡失步。这些振荡由于其频率很低，故称为低频振荡（又称为功率振荡，机电振荡）。根据系统中振荡模式的频率范围、引发原因和表现形式的不同，在小干扰稳定分析中主要考虑局部振荡（local mode oscillation）和区间振荡（inter-area mode oscillation）两种振荡模式。

1.1 局部振荡模式

这种振荡只涉及系统中的一小部分，通常表现为厂站内机组间或相近厂站机组间的振荡，主要是由于快速励磁装置引入负阻尼造成的。其典型的振荡频率范围为 0.7～2Hz。研究这类现象只需对系统的局部进行详细的建模，而对外部系统则可用简化模型表示或采用系统等值的方法进行处理。

1.2 区间振荡模式

发生区间振荡时，系统中全部或大部分同步发电机可分为若干组，这些同步发电机组在地理位置的分布上往往有比较明确的界限，它们相互之间发生振荡。对于现代大型互联电力系统，如果子系统之间联络线较弱，则易于发生区间振荡。这种振荡是由于系统阻尼不足引起的，频率范围一般为 0.1～0.7Hz。研究这类现象需对系统的很大部分甚至全部进行详细的建模。

2 单机无穷大电力系统的小干扰稳定性分析

2.1 具有励磁调节器单机无穷大系统的振荡特性

采用三阶发电机实用模型，用一阶惯性环节 $G_{ex}(s)$ 表示励磁系统，并忽略调速系统的动态过程时，单机无穷大系统的数学模型由式（11.4-1）给出，系统传递函数框图如图 11.4-1 所示。

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\begin{bmatrix}\Delta\omega_r\\ \Delta\delta\\ \Delta E'_q\\ \Delta E_{fd}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}-\dfrac{K_D}{2H} & -\dfrac{K_1}{2H} & -\dfrac{K_2}{2H} & 0\\ \omega_0 & 0 & 0 & 0\\ 0 & -\dfrac{K_4}{T'_{d0}} & -\dfrac{K_3}{T'_{d0}} & \dfrac{1}{T'_{d0}}\\ 0 & -\dfrac{K_E K_5}{T_E} & -\dfrac{K_E K_6}{T_E} & -\dfrac{1}{T_E}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta\omega_r\\ \Delta\delta\\ \Delta E'_q\\ \Delta E_{fd}\end{bmatrix} \tag{11.4-1}$$

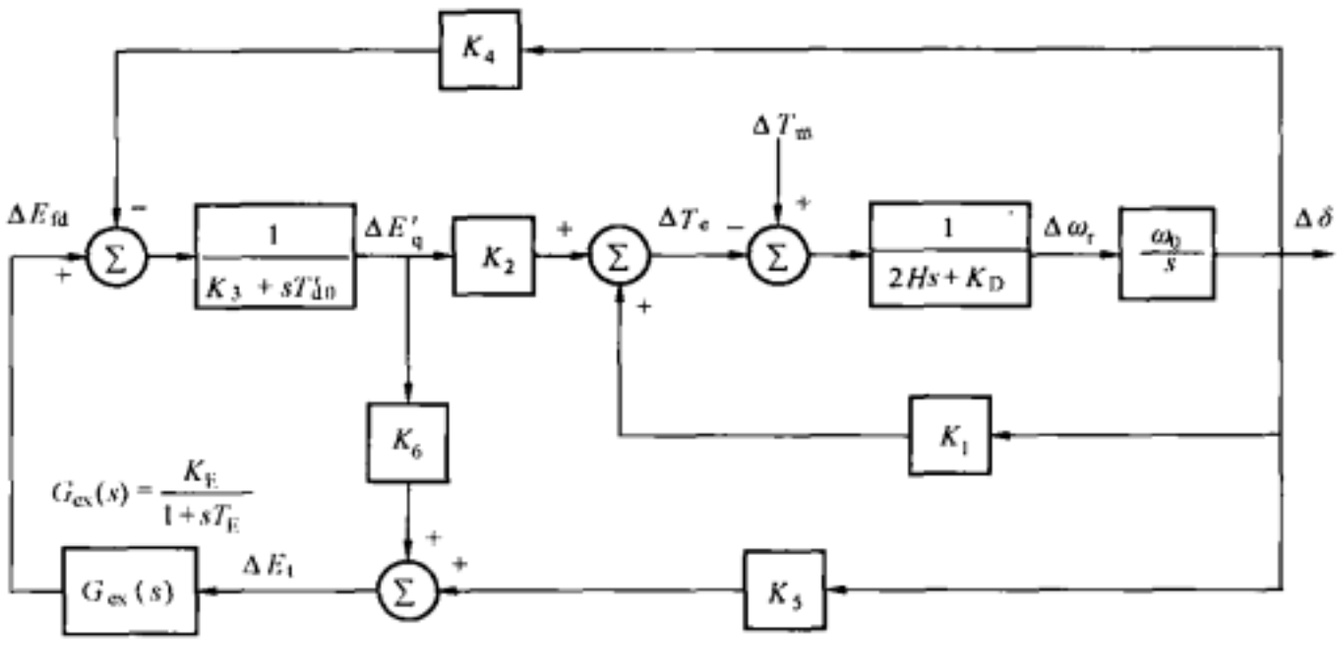


图 11.4-1 单机无穷大系统传递函数框图

式（11.4-1）中系数 K_1～K_6 是与系统的结构、参数、运行工况等有关的常数。通常 K_1～K_4 及 K_6 为正值，而 K_5 在重负荷（δ_0 较大）时可能为负值。K_1～K_6 的定义为

$$\begin{cases}K_1=\dfrac{\partial T_e}{\partial\delta}, & K_2=\dfrac{\partial T_e}{\partial E_q}, & K_3=\dfrac{\partial E_q}{\partial E_q}\\ K_4=\dfrac{\partial E_q}{\partial\delta}, & K_5=\dfrac{\partial U_t}{\partial\delta}, & K_6=\dfrac{\partial U_t}{\partial E_q}\end{cases} \tag{11.4-2}$$

当 E_{fd} 为常数（即图 11.4-1 中 $\Delta E_{fd}=0$）时，系统的动态特性可描写为

$$s^2(\Delta\delta)+\frac{K_D}{2H}s(\Delta\delta)+\frac{K(s)}{2H}\omega_0(\Delta\delta)=0 \tag{11.4-3}$$

其中，$K(s)=K_1-\dfrac{K_2K_4}{K_3+sT'_{d0}}$。令 $s=j\Omega$ 代入 $\Delta T_e=K(s)\Delta\delta$，可得

$$\Delta T_e=K_1\Delta\delta-\frac{K_2K_4}{K_3+j\Omega T'_{d0}}\Delta\delta \tag{11.4-4}$$

由式（11.4-4）可知，ΔT_e 由两个分量组成，在 $\Delta\omega$—$\Delta\delta$ 相平面上，第一个分量为与 $\Delta\delta$ 同相位的相量（因为 K_1 大于 0）；由于一般来说，K_2，K_3，$K_4>0$，而 T'_{d0} 相当大（4～8s 左右），第二个分量一般为位于第四象限较靠近虚轴的相量；两个分量合成后的 ΔT_e 一般在第一象限，可表示为

$$\Delta T_e=K_e\Delta\delta+K_{De}\Delta\omega=(K_e+j\Omega K_{De})\Delta\delta \tag{11.4-5}$$

其中 $K_e>0$，$K_{De}>0$，K_e 称为同步转矩系数，K_{De} 称为电气阻尼转矩系数，K_e，K_{De} 均是 Ω 的函数。

将式（11.4-5）代入式（11.4-3），可以近似得到

$$s^2(\Delta\delta)+\frac{K_D}{2H}s(\Delta\delta)=-\frac{K_e\Delta\delta+K_{De}\Delta\omega}{2H}\omega_0 \tag{11.4-6}$$

由式（11.4-6）可知，K_e 主要影响振荡频率，当 $K_e>0$ 时系统不会滑行失步，只能发生振荡失步。这时，系统无阻尼（$K_D=0$，$K_{De}=0$）时的自然振荡频率为 $\omega_n=\sqrt{\dfrac{K_e}{2H}}$；

有阻尼时，若 $K_D+K_{De}>0$，则特征根实部为负，系统稳定；若 $K_D+K_{De}<0$，则特征根实部为正，系统振荡失稳；在 $K_D+K_{De}=0$ 时，系统处于临界状态。

2.2　励磁系统对系统振荡的影响

如前所述，图 11.4-1 中系数 $K_1\sim K_4$ 及 K_6 通常为正值，然而 K_5 则可正可负。因而励磁系统对阻尼转矩分量和同步转矩分量的影响主要决定于 K_5 和励磁系统的传递函数 $G_{ex}(s)$。

通常只对快速励磁系统对系统阻尼特性的影响感兴趣，通过分析可以得到如下定性结论：

(1) 对于较小的系统电抗和较低的发电机出力，K_5 为正。当 K_5 为正时，AVR 的作用是引入一个负的同步转矩分量和一个正的阻尼转矩分量。一般不是特别关心在这种情况下由 AVR 导致的 K_S 的减小，因为 K_1 很大因而总 K_S 远远大于零。

(2) 对于较大的系统电抗和较高的发电机出力，K_5 为负。这时，AVR 将引入一个正的同步转矩分量和一个负的阻尼转矩分量。特别是对于高放大倍数的快速励磁系统，这种作用尤其明显。

为简化讨论，将图 11.4-1 中的 K_4 支路断开（由前面的分析可知，发电机励磁绕组动态的作用是在电磁转矩中产生一个和速度增量 $\Delta\omega$ 成比例的正阻尼转矩成分 $K_{De}\Delta\omega$，$K_{De}>0$ 有助于抑制低频振荡。K_4 是抑制低频振荡的）。设 $\Delta T_e=\Delta T'_e+\Delta T''_e$，其中 $\Delta T'_e=K_1\Delta\delta$，而 $\Delta T''_e$ 为

$$\Delta T''_e=\frac{-K_5K_2K_E}{(1+sT_E)(K_3+sT'_{d0})+K_6K_E}\Delta\delta \tag{11.4-7}$$

在式 (11.4-7) 中，分子 $K_2>0$，$K_E>0$，K_5 在发电机重负荷时为负值，因而此时 $-K_5K_2K_E>0$；对于快速励磁控制，T_E 极小，而 T'_{d0} 很大，故式 (11.4-7) 的分母相量位于第一象限，$\Delta T''_e$ 在相平面中一般位于第三、第四象限。若令 $\Delta T''_e=K''_e\Delta\delta+K''_{De}\Delta\omega$，则 $K''_{De}<0$。可见在系统重负荷时，由于 $K_5<0$，电气系统可能呈现负阻尼。特别是使用高放大倍数的快速励磁系统时（$K_E\gg1$，$T_E\to0$），$|K''_{De}|$ 更大，负阻尼现象更为严重。一旦此负阻尼大于发电机阻尼绕组、励磁绕组和机械正阻尼的和，则系统在 Ω 频率的干扰下可能出现振荡失稳，即具有负阻尼的增幅振荡。

3　电力系统小干扰稳定性的分析方法

小干扰稳定分析问题可以表述为对系统在运行点附近线性化模型的稳定性分析问题。因此，任何分析线性动态系统稳定性的方法均可以应用于小干扰稳定性分析。目前实用的小干扰稳定分析方法主要有电气转矩法、频域法、时域仿真法以及特征值分析方法等。

3.1　电气转矩分析法

电气转矩法是最早用于分析电力系统小干扰稳定性的一种实用方法，一般采用 Heffron-Phillips 模型对发电机建模。其关键是计算各种控制器在任一同步发电机机电振荡回路中引起的阻尼转矩，从而定量刻画控制器对系统振荡模式阻尼的影响，具有明确的物理意义，可以加深对控制器作用的理解。阻尼转矩系数的概念是用频域法设计电力系统稳定器的基础，而且与特征值分析法相结合。电气转矩分析法还可用于各种控制器的协调设计，这种方法的缺点是计算复杂，而且不适合于计算大型电力系统的关键模式。

3.2　频域法

频域法以经典自动控制理论为理论基础，常用于判断传递函数描述的系统的稳定性。在小干扰稳定分析中，频域法主要用于设计各种控制器和确定控制器的最佳安装地点。从频域的观点看，控制器的作用是提供恰当的相位和幅值补偿。对于 PSS 的设计，可以通过计算励磁系统输入与同步发电机电气转矩之间的频率响应，确定 PSS 应补偿的相位。频域法设计步骤规范系统，计算简单，控制器只采用本地信号，而且所得到的控制器结构简单，易于工程实现。其主要缺点是在分析大型电力系统稳定性时，频率响应的计算量非常大，影响问题的求解速度，而且提供的关键模式信息也非常有限。

3.3　时域仿真法

时域仿真法以计算机仿真理论为理论基础，能模拟系统受干扰后各个系统变量随时间变化的具体过渡过程，以此反映系统的稳定程度。在小干扰稳定分析中，时域仿真法利用系统非线性微分代数方程组成的数学模型，在系统中的某些关键地点，人为地制造“小干扰”（如一周波的瞬时短路等），并根据由此造成的系统各状态变量的变化来判断系统的稳定性。时域仿真法的优点是能充分考虑电力系统的非线性因素，对建模几乎没有限制，计算结果是仿真曲线，为电力工程师所熟知。其主要缺点是，“小干扰”的选取受人为因素的影响，由于无法保证可以激发系统的全部关键振荡模式，分析结果的可靠性不能从理论上得到保证；对于低频机电振荡研究，仿真时间必须足够长，而且必须同时检测系统的许多变量，因此计算量很大；时域仿真法所能给出的与关键模式有关的定量信息非常有限。因此，时域仿真法通常用于检验用其他分析方法所得结果的有效性。

3.4　特征值分析方法

特征值分析方法以线性系统理论和李雅普诺夫第一定理为理论基础。小干扰稳定性特征值分析方法将电力系统线性化模型表示为用状态方程组描述的线性系统，求得其状态矩阵的特征值与特征向量。根据特征值和系统固有振荡模式的对应关系，得到各振荡模式的频率和阻尼。利用特征值和特征向量，通过计算参与因子，还可以定量确定系统中各状态变量对各振荡模式的参与程度，从而得到系统稳定性的定性和定量信息。此外，通过计算特征值对控制器参数的灵敏度，还能确定控制器的最佳安装地点和进行控制器参数的设计。由于特征值分析方法理论体系可靠，提供的定性、定量信息丰富，目前它是研究电力系统小干扰稳定性的最常用，也是公认最有效的一种方法。

4　大型电力系统小干扰稳定性的特征值分析

4.1　系统线性化模型的建立

电力系统包含输配电网络以及许多连接在网络上的电力元件，每一个电力元件又由许多电力装置以及相关的辅助控制装置组成，这些元件仅和输配电网络相关，而彼此之间不直接相连。这样的系统常用一组带有输入输出变量的微分—代数方程组（DAE）或代数方程组描述。电力网络上连接的电力元件有两类，动态元件和静态元件。电力系统中的动态元件主要有异步电动机、FACTS 元件、HVDC 系统以及包括励磁调节器、调速器、电力系统稳定器（PSS）等辅助控制系统的同步发电机，它们的特性用微分方程组描述。典

型的静态元件有静态电力负荷，可用代数方程组描述。在电力系统小干扰稳定性分析中，主要关心的是系统在 2Hz 以下的低频振荡行为，因此，可以不考虑输配电网络的动态过程，用一组代数方程组对其进行描述。

4.2 大型电力系统特征值计算方法

在电力系统小干扰稳定分析中，系统状态矩阵特征值和相应特征向量的计算是关键。但大型电力系统状态矩阵维数一般都很高，又不具有稀疏性，特征值和特征向量的计算非常困难。因此，有效利用系统状态矩阵的上述结构特点，实现系统与弱阻尼和负阻尼模式相对应的关键特征值及其特征向量的快速、高效计算成为研究的重点。目前，主要使用的分析方法有完全特征值分析方法（complete eigen-analysis）和部分特征值分析方法（partial eigen-analysis）。完全特征值方法的代表是 QR 算法。这种算法具有很好的数值稳定性，计算精度很高，但无法利用上述矩阵结构的特点，同时，对矩阵维数十分敏感，当矩阵维数很大时，计算精度无法得到保证。部分特征值计算方法只计算系统在某种意义下的部分特征值，对状态矩阵维数不太敏感，主要有稀疏特征值算法、主导极点算法和选择模态分析法。

4.2.1 稀疏特征值算法

根据一次计算特征值个数的多少，稀疏特征值算法可分为两大类，序贯法和子空间法。序贯法每次计算一个模最大的特征值，包括幂法、反幂法、Rayleigh 商迭代（RQI）和牛顿法等。子空间法一次计算多个特征值及其特征向量，包括子空间迭代和采取不同重启动策略的 Arnoldi 方法，如显式重启动 Arnoldi 算法和隐式重启动 Arnoldi 算法等。

隐式重启动 Arnoldi 方法（IRA）是稀疏特征值算法的最新算法——Arnoldi 算法的一种改进算法。该算法利用迭代中非期望的 Ritz 值作为平移点，用隐式 QR 分解产生新的重启动向量，从而充分利用期望 Ritz 值的信息，提高了计算的收敛速度。

小干扰稳定特征值分析一般只要求计算系统弱阻尼和不稳定的特征值（模式）。特别是对于低频振荡问题，只要求计算弱阻尼转子摇摆模式，即关键特征值。而关键特征值通常并不是系统状态矩阵模最大的特征值，因此难于用稀疏特征值算法进行高效计算。为了利用稀疏特征值分析方法计算系统的关键特征值，在小干扰稳定分析中引入了谱变换技术，即通过矩阵变换 $T=f(A)$，将求原矩阵 $\boldsymbol{A}$ 的关键特征值 λ_i 问题转化为求变换后 T 阵的主导特征值 θ_i 的问题，而后者可以用稀疏特征值分析方法高效求解。常用的谱变换方法有平移—逆变换、广义 Caylay 变换等方法。有关细节，读者可以参考相关文献。

4.2.2 主导极点算法

这类方法充分利用大型电力系统的传递函数虽然阶数非常高，但由于其零/极点对消或近似相消，主导极点很少的特点，进行主导极点的快速计算，它不需要传递函数的显式表达，其中有代表性的方法是 AESOPS 算法。

该算法的基本原理是，对所研究的 n 机电力系统，选定某台发电机为自激机（或称“受扰发电机”），在该发电机组的轴上引入一个附加转矩 ΔT_d，应用类似于频率响应法的原理，求出一个与机电振荡模式有关的特征值，并进而逐个地计算出所希望得到的一些机电振荡模式。AESOPS 算法的主要优点是可适应大规模电力系统，有助于解决“维数灾”问题，而且计算速度很快，其精度基本上能满足工程需要，并且可提供模态信息。

AESOPS 算法存在的主要问题是，如何选择合适的受扰发电机以及如何给定特征值的初始估计值，以便有效地求得所关心的各个主导极点。由于采用迭代解法求解，故算法对初值较敏感。当一台机和多个机电模式强相关，或者一个模式和多台机强相关时，容易发生“丢根”问题，导致计算所得的机电振荡模式集不完备，应用过程中需要加以注意。

4.2.3 选择模态分析法

选择模态分析法（SMA）是一种模型降阶算法。通过保留与低频振荡相关的状态量 $\Delta\omega$ 和 $\Delta\delta$ 而消去其他状态量，然后用迭代的方法计算低频振荡模式和模态。这种算法由于消去了其他状态量，状态方程阶数可大大降低。SMA 法的基本原理如下，将系统的状态方程 $\dot{X}=AX$ 划分为

$$\begin{bmatrix}\dot{X}_1\\ \dot{X}_2\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}A_{11} & A_{12}\\ A_{21} & A_{22}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}X_1\\ X_2\end{bmatrix} \tag{11.4-8}$$

其中，$X_1=[\Delta\omega^{\mathrm{T}},\ \Delta\delta^{\mathrm{T}}]^{\mathrm{T}}$ 为保留状态变量，X_2 为其他状态变量，如 $\Delta E'_{\mathrm{q}}$、ΔE_{fd} 等。在式（11.4-8）中消去 X_2，得到

$$\dot{X}_{\mathrm{r}}=A_{\mathrm{r}}(s)X_{\mathrm{r}} \tag{11.4-9}$$

其中，$X_{\mathrm{r}}=X_1$ 为保留变量，$A_{\mathrm{r}}(s)=A_{11}-A_{12}(A_{22}-sI)^{-1}A_{21}$，$I$ 为单位阵，s 为微分算子。

对于式（11.4-9），可以采用下列步骤，通过迭代求特征根 λ_i：

（1）选择一个较好初值 $\lambda^{(0)}$，计算 $A_{\mathrm{r}}(s)\big|_{s=\lambda^{(0)}}$。

（2）求解 $A_{\mathrm{r}}(\lambda^{(0)})$ 的特征根 $\lambda^{(1)}$，满足 $|\lambda^{(1)}I-A_{\mathrm{r}}(\lambda^{(0)})|=0$（在求得的所有可能 $\lambda^{(1)}$ 中，认为满足 $|\lambda^{(1)}-\lambda^{(0)}|\to\min$ 条件的特征根为所求 $\lambda^{(1)}$）。

（3）计算 $A_{\mathrm{r}}(\lambda^{(1)})$；重复步骤（2），计算 $\lambda^{(2)}$；若 $|\lambda^{(2)}-\lambda^{(1)}|<\varepsilon_1$，或 $|\lambda^{(2)}I-A_{\mathrm{r}}(\lambda^{(2)})|<\varepsilon_2$，则认为迭代收敛，否则更新 $A_{\mathrm{r}}(\lambda)$，继续迭代求解，直至收敛。

选择模态分析法的主要缺点是，在迭代过程中，需要计算降阶矩阵的全部特征值和特征向量，而降阶矩阵又是复数矩阵，因此对大规模电力系统来说，将存在与 QR 法同样的“维数灾”问题。

5 电力系统小干扰稳定性的实例

5.1 多机电力系统小干扰稳定性分析

图 11.4-2 为一个四机电力系统，该系统由两个区域组成，每个区域各有两台容量为 900MVA 且配备静态快速励磁系统的同步发电机，两个区域通过两回长线路连接。所研究的运行方式为系统处于重负荷，系统中每台机组出力约为 700MW，区域 1 与区域 2 的负荷分别 967MW 和 1767MW，区域 1 通过弱联络线向区域 2 送电约 400MW。这是一个典型的容易发生低频机电振荡问题的系统，尽管这一系统的结构和运行方式不一定完全符合实际情况，但是有助于帮助读者理解低频振荡产生的原因和振荡模式。

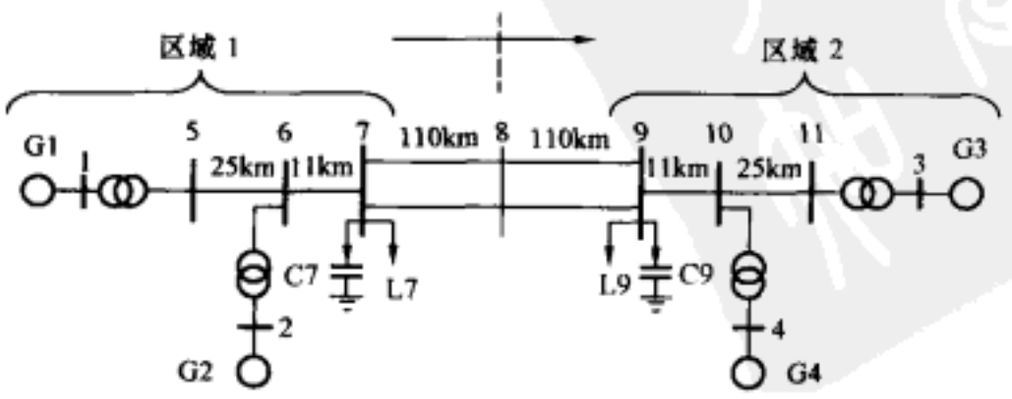


图 11.4-2 四机两区域系统

系统参数如下：

（1）同步发电机基准值为 900MVA、20kV，参数标幺值为：

$X_d=1.8$　$X_q=1.7$　$X_l=0.2$　$X'_d=0.3$　$X'_q=0.05$

$X''_d=0.25$　$X''_q=0.25$　$R_a=0.0025$　$T'_{d0}=8.0s$　$T'_{q0}=0.4s$

$T''_{d0}=0.03s$　$T''_{q0}=0.05s$　$A_{sat}=0.015$　$B_{sat}=9.6$　$\psi_{T1}=0.9$

$H=6.5$(G1,G2)　$H=6.175$(G3,G4)　$K_D=0$

（2）同步发电机升压变压器基准值为 900MVA，20/230kV，阻抗标幺值为 0+j0.15。

（3）线路基准值为 100MVA、230kV，长度如图 11.4-2 所示，参数标幺值为：

$r=0.0001$p. u. /km　　$x_L=0.001$p. u. /km

$b_C=0.00175$p. u. /km

（4）运行方式数据如下：

G1：$P=700$MW　$Q=185$Mvar　$v_1=1.03\angle 20.2°$

G2：$P=700$MW　$Q=235$Mvar　$v_2=1.01\angle 10.5°$

G3：$P=719$MW　$Q=176$Mvar　$v_3=1.02\angle -6.5°$

G4：$P=700$MW　$Q=202$Mvar　$v_4=1.01\angle -16.9°$

（5）节点 7、9 的负荷及无功出力为：

节点 7：$P_L=967$MW$Q_L=100$Mvar

$Q_C=200$Mvar$v_7=0.964\angle -4.67°$

节点 9：$P_L=1767$MW$Q_L=100$Mvar

$Q_C=350$Mvar$v_9=0.973\angle -32.08°$

上述的负荷为有功恒电流、无功恒阻抗负荷。

该系统动态元件是四台同步发电机 G1、G2、G3、G4，均采用 Park 模型描述，将发电机转速 ω 和功角 δ、励磁绕组磁链 ψ_{fd}、直轴阻尼绕组磁链 ψ_{1d}、交轴阻尼绕组磁链 ψ_{1q} 与 ψ_{2q} 的微增量以及励磁控制 v_c 等 7 个量选作状态变量，记为 $X_i=[\omega_i,\ \delta_i,\ \psi_{fdi},\ \psi_{1di},\ \psi_{1qi},\ \psi_{2qi},\ v_{ci}]^T$，$i=1,\ \cdots,\ 4$。系统状态矩阵 A 的阶数为 28，采用 QR 算法计算出 A 的全部 28 个特征值，由表 11.4-1 给出。

表 11.4-1 给出了复特征值 $\sigma\pm j\omega$ 所对应振荡模式的频率和阻尼比。阻尼比小于零表示该振荡模式发散，系统不稳定。注意到模式 3 阻尼比小于零，系统振荡不稳定。

表 11.4-1　　四 机 系 统 模 式

特征值			频率 (Hz)	阻尼比	主导状态变量
No.	实部	虚部			
1，2	−2.56e−15	±4.56e−8	7.25e−9	5.61e−8	G1、G2、G3、G4 的转速与功角
3，4	0.031 9	±3.85	0.61	−0.008 3	G1、G2、G3、G4 的转速与功角
5	−4.148				G3、G4 的 q 轴阻尼绕组磁链
6	−4.267				G1、G2、G4 的 q 轴阻尼绕组磁链
7，8	−4.346	±0.069 3	0.011	0.999 9	四台机 q 轴阻尼绕组磁链
9，10	−0.493	±7.15	1.14	0.068 8	G1、G2 的转速与功角
11，12	−0.483	±7.33	1.17	0.065 8	G3、G4 的转速与功角
13	−12.77				四台机励磁绕组磁链（G3、G4 更强）
14	−13.17				四台机励磁绕组磁链（G1、G2 更强）
15，16	−19.47	±14.95	2.38	0.793 2	四台机 d 轴绕组磁链及控制器
17，18	−18.42	±21.19	3.37	0.656 1	四台机 d 轴绕组磁链及控制器
19	−28.35				G1、G2 的 d 轴阻尼绕组磁链
20	−28.71				G3、G4 的 d 轴阻尼绕组磁链
21	−32.73				G1、G2 的 q 轴阻尼绕组磁链
22	−33.42				G3、G4 的 q 轴阻尼绕组磁链
23	−38.07				G3、G4 的 q 轴阻尼绕组磁链
24	−38.14				G1、G2 的 q 轴阻尼绕组磁链
25	−94.55				四台机控制器
26	−95.69				四台机控制器
27	−97.44				四台机控制器（G1、G2 更强）
28	−97.51				四台机控制器（G3、G4 更强）

表 11.4-1 还列出了各个模式对应的主导状态变量，据此可把模式分为三类：

1）转子摇摆模式：模式 1、2、3、4、9、10、11、12。

2）转子磁链模式：模式 5、6、7、8、13、14、15、16、17、18、19、20、21、22、23、24。

3）控制器模式：模式 25、26、27、28。

可见每个模式都有明确的物理意义。小干扰稳定分析中最关心的是转子摇摆模式，因为转子的摇摆会引起网络中线路潮流的振荡，给系统的正常运行造成危害。下面对这类模式作进一步分析。

在表 11.4-1 中，模式 1 和模式 2 本应该是系统固有的 2 个零特征值，由于系统中没有无穷大母线，一个零特征值对

应系统同步参考坐标的任意性，另外一个零特征值对应于系统频率参考值的任意性。计算结果不为零是由于潮流计算的精度以及特征值计算的精度影响所致，它们不反映系统的稳定性。

图 11.4-3 给出三个转子摇摆模式的模态图，图中的模态值已经经过最大值归一化处理。通过模态图，可以研究转子在模式 3、9、11 中的振荡性质。这里的模态是指右特征向量中与同步机转速对应的分量，它不仅反映了振荡在不同机组的相对强弱，而且反映了机组转子之间摇摆的相位关系。可以看出，模式 3 是一个区间振荡模式，表现为区域 1 中的 G1、G2 与区域 2 中的 G3、G4 之间振荡；模式 9 是一个局部振荡模式（local mode），表现为 G1、G2 之间振荡；模式 11 也是一个局部振荡模式，表现为 G3、G4 之间振荡。

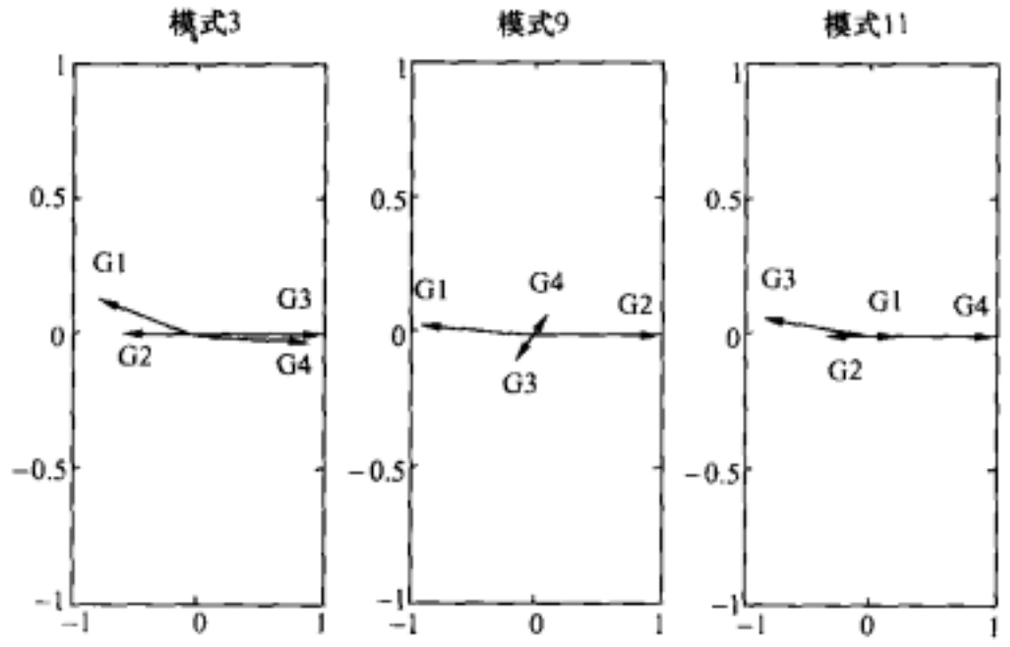


图 11.4-3 转子摇摆模式模态图

第 5 章　电力系统暂态稳定性

1　电力系统暂态稳定性的基本概念

1.1　电力系统暂态响应过程

电力系统受到大干扰后的暂态过程可能有两种不同的结果：一种是各发电机转子间相对角度呈摇摆状态变化，转子角度增加到最大值后又开始减少，并减幅振荡直到达到稳定状态，如图 11.5-1 的情况 1 所示。在此运行情况下，所有发电机仍然保持同步运行，系统是暂态稳定的；另一种结果是，暂态过程中某些发电机转子之间的相对角度不断增大直到失去同步，如图 11.5-1 的情况 2 所示，这种失去稳定的形式称为第一次摇摆不稳定或非周期性失去同步。系统失去稳定的另一种形式如图 11.5-1 的情况 3 所示，系统由于增幅振荡最终失去稳定，这种失去稳定的形式为周期性失去同步，一般是由故障后系统阻尼不足造成的，而不是暂态干扰的必然结果。对于情况 2 和情况 3 的结局，都称电力系统是暂态不稳定的，或称电力系统失去暂态稳定。发电机间失去同步后，将在系统中产生功率和电压的强烈振荡，结果使一些发电机组和负荷被迫切除，甚至导致系统解列或瓦解。

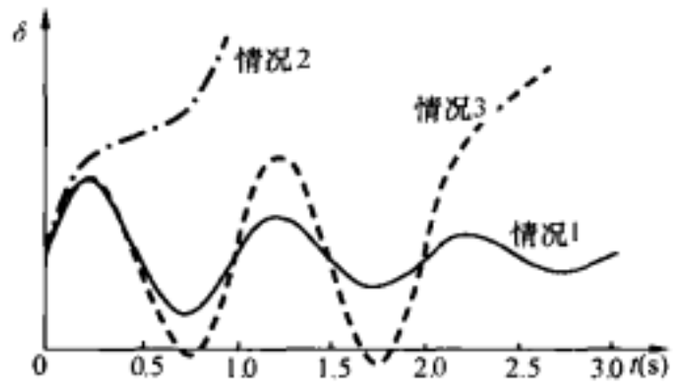


图 11.5-1　转子角对大干扰的响应

1.2　电力系统暂态稳定性的分析方法

分析判断遭受大干扰后系统是否稳定，实质上就是根据大干扰后各发电机转子间相对角度的变化规律，即转子间相对角度随时间变化的曲线，也称为摇摆曲线，来判断系统的稳定性，如图 11.5-1 所示。目前暂态稳定分析的基本方法可以分为两类：一类是数值解法，即使用数值积分方法求解描述系统暂态过程的非线性微分方程，得出各发电机转子间相对角度变化的摇摆曲线，并根据摇摆曲线来判定系统是否稳定；另一类是基于暂态能量函数的直接法。数值解法是目前广泛应用的一种分析方法，已发展得比较成熟，基本上能够满足电力系统规划、设计和运行对系统暂态稳定性分析的要求。

2　单机无穷大电力系统的暂态稳定性分析

采用简单模型的单机无穷大系统如图 11.5-2（a）所示。在此，发电机采用暂态电抗及暂态电抗后电动势的经典模型，忽略变压器励磁支路和输电线路的对地分布电容，其等值电路为纯电抗支路，如图 11.5-2（b）所示。

2.1　电磁功率—功角特性

图 11.5-2 所示单机无穷大系统在正常运行方式时，发电机与无穷大母线之间的等值电抗和发电机输出功率分别为

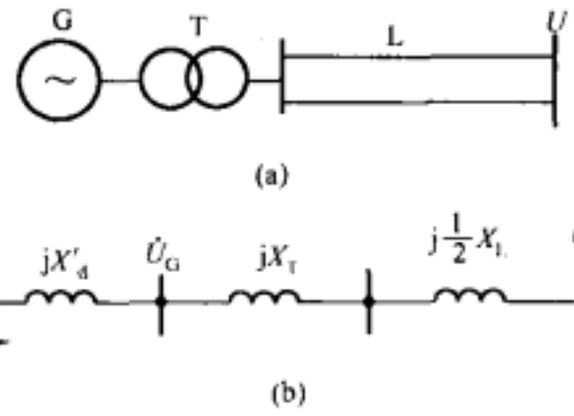


图 11.5-2　单机无穷大系统及其等值电路

（a）单机无穷大系统；（b）等值电路

$$X^{(1)}=X'_d+X_T+\frac{X_L}{2},P_e^{(1)}=\frac{E'U}{X^{(1)}}\sin\delta=P_{em}^{(1)}\sin\delta \tag{11.5-1}$$

当图 11.5-2（a）中一回输电线路始端发生短路时，发电机与无穷大母线之间的等值电抗和发电机输出功率分别为

$$X^{(2)}=X^{(1)}+\frac{(X'_d+X_T)\left(\frac{X_L}{2}\right)}{X_\Delta},\ P_e^{(2)}=\frac{E'U}{X^{(2)}}\sin\delta=P_{em}^{(2)}\sin\delta \tag{11.5-2}$$

其中，X_Δ 为正序网络故障点接入的附加电抗，其取值与短路类型有关。故障发生后，继电保护装置将迅速断开故障线路，这时发电机与无穷大母线之间的等值电抗和发电机输出功率分别为

$$X^{(3)}=X^{(1)}+\frac{X_L}{2},\ P_e^{(3)}=\frac{E'U}{X^{(3)}}\sin\delta=P_{em}^{(3)}\sin\delta \tag{11.5-3}$$

发电机输出功率随功角变化的特性称为电磁功率—功角特性，简称功角特性。一般情况下，上述三式中 $X^{(1)}<X^{(3)}<X^{(2)}$，因此 $P_{em}^{(1)}>P_{em}^{(3)}>P_{em}^{(2)}$。由此可得与上述三种情况对应的功角特性曲线，如图 11.5-3 所示。

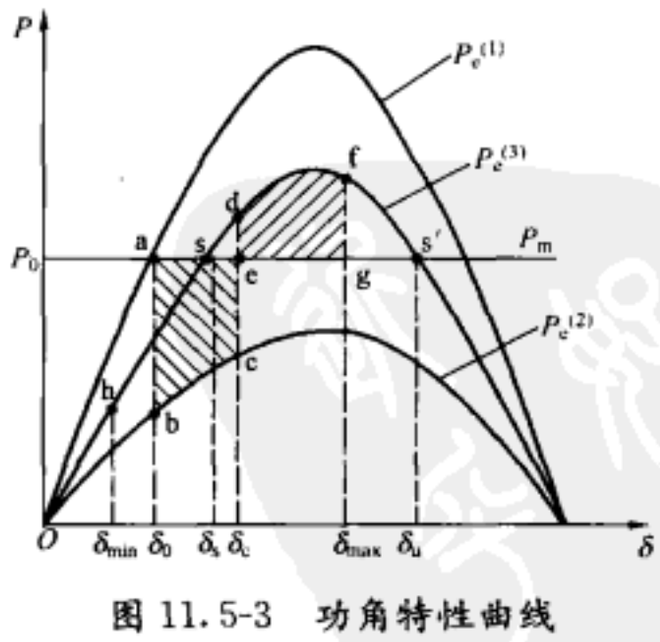


图 11.5-3　功角特性曲线

2.2　等面积定则

如图 11.5-3 所示，在功角从 δ_0 变化到故障切除时刻对应角度 δ_c 的过程中，原动机输入的能量（用功率对时间的积分或转矩对角位移的积分表示）大于发电机输出的能量，多余的能量将使发电机转速上升并转化为转子角动能而储存在转子中；而当功角由 δ_c 变到 δ_{max} 时，原动机输入的能量小于

发电机输出的能量，不足部分由发电机转速下降而释放的动能转化为势能来弥补。

当转子从 δ_0 到 δ_c 变动时，过剩转矩所作的功为

$$W_a = \int_{\delta_0}^{\delta_c} \Delta T_a \mathrm{d}\delta \approx \int_{\delta_0}^{\delta_c} \Delta P_a \mathrm{d}\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_e^{(2)}) \mathrm{d}\delta \tag{11.5-4}$$

式（11.5-4）右边的积分，对应图 11.5-3 中阴影面积 f_{abce}。在不计能量损失时，加速期间过剩转矩所做的功，将全部转化为转子动能，等于转子加速过程中获得的动能增量，该面积称为加速面积。当转子由 δ_c 变到 δ_{max} 时，转子动能增量为

$$W_b = \int_{\delta_c}^{\delta_{max}} \Delta T_a \mathrm{d}\delta \approx \int_{\delta_c}^{\delta_{max}} \Delta P_a \mathrm{d}\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_{max}} (P_m - P_e^{(3)}) \mathrm{d}\delta \tag{11.5-5}$$

由于此时 $\Delta P_a < 0$，上式积分为负值，即动能增量为负值，这意味着转子储存的动能减小、转速下降，该积分所对应的面积 f_{cdfg} 称为减速面积。

显然，当满足式（11.5-6）的条件时，动能增量为零，即短路后加速的发电机转子可重新恢复同步。该条件也意味着加速面积和减速面积大小相等，这就是等面积定则。

$$W_a + W_b = \int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_e^{(2)}) \mathrm{d}\delta + \int_{\delta_c}^{\delta_{max}} (P_m - P_e^{(3)}) \mathrm{d}\delta = 0 \tag{11.5-6}$$

在给定条件下，当切除角一定时，有一个最大可能的减速面积，如图 11.5-3 所示的面积 $f_{ds'e}$。如果该面积比加速面积 f_{abce} 小，发电机将失去同步。因为，当功角增至临界角（不稳定平衡点）δ_u 时，转子在加速过程中所增加的动能未完全耗尽，发电机转速仍高于同步转速，功角继续增大而越过点 s′，发电机将重新加速而失去同步。显然，最大可能的减速面积大于加速面积，是保持暂态稳定的条件。

2.3 极限切除角

由图 11.5-3 可以看出，如果在某一切除角时，最大可能的减速面积与加速面积大小相等，则系统将处于稳定的极限状况，此时对应的切除角称为极限切除角 $\delta_{c.lim}$。如系统切除故障时对应的转子角度大于该角度，则系统将失去稳定。应用等面积定则可得到极限切除角

$$\delta_{c\cdot lim} = \arccos \frac{P_0(\delta_u - \delta_0) + P_{em}^{(3)} \cos\delta_u - P_{em}^{(2)} \cos\delta_0}{P_{em}^{(3)} - P_{em}^{(2)}} \tag{11.5-7}$$

2.4 单机无穷大系统稳定性的简单判定法

对单机无穷大系统而言，可方便地用式（11.5-7）计算出极限切除角，因而可通过比较实际故障切除角与故障极限切除角的大小来判断系统的稳定性。但是，在很多情况下，所知道的是系统故障切除时刻，或对某些实用目的而言，例如在对继电保护和断路器提出切除故障速度的要求时，还必须知道切除故障的极限允许时间（简称为极限切除时间 $t_{c.lim}$）。为此，需要求解表征系统动态特性的微分方程，得到功角随时间变化的摇摆曲线，如图 11.5-4 所示。在该曲线上可找到与切除时间 t_c 对应的切除角 δ_c，或与极限切除角 $\delta_{c.lim}$ 对应的极限切除时间 $t_{c.lim}$，从而对继电保护及断路器提出要求，或者通过比较极限切除时间与运行中继电保护及断路器的切除时间，来判断系统的暂态稳定性。

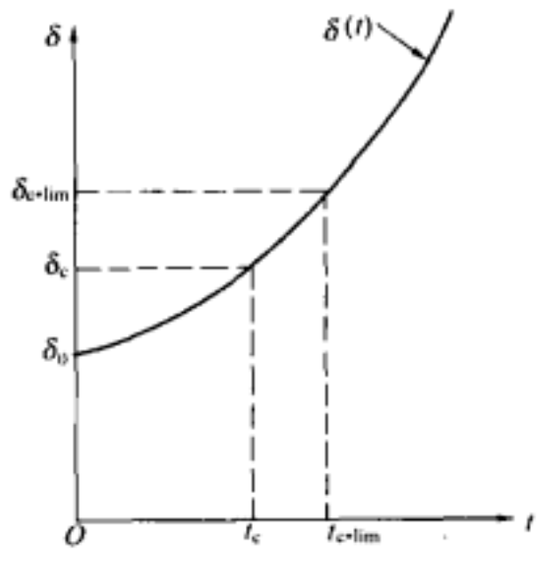


图 11.5-4 简单判定法示意图

3 多机电力系统暂态稳定性的数值分析方法

大型电力系统暂态稳定性的数值分析方法以电力系统的数学模型和微分方程的数值计算为基础，系统的数学模型常用微分和代数方程组表示，其求解方法有交替求解法和联立求解法两大类。在各种应用数值解法计算暂态稳定的程序中，除了求解微分方程和代数方程所采用的方法有所不同以外，其他部分基本相同。一般来说求解过程主要包括：根据稳态潮流计算结果计算各代数变量和状态变量的初值；形成微分方程和代数方程；根据干扰修改微分方程和代数方程；求解微分方程和代数方程；由求得的转子间相对角度的摇摆曲线判断系统是否稳定。

在数值积分的过程中，有以下两点需要说明：

（1）在发生故障或网络操作时，需要根据故障和操作的实际情况，对模型中的微分方程和代数方程进行修改。

（2）稳定性判定，目前一般以任意两台发电机转子间的相对角度是否超过 180°作为稳定性的判据。如果超过 180°，则判定失去稳定而停止计算，并输出计算结果；否则，继续进行下一步长的计算，直至所计算的暂态过程持续时间达到预先给定的时间 t_{max} 为止。t_{max} 的取值由分析的要求所决定，如果只希望判断第一摇摆周期的稳定性，常取 $t_{max} = 1 \sim 1.5$s；如希望判断第二、第三摇摆周期的稳定性，则取 $t_{max} = 3 \sim 5$s。

4 电力系统暂态稳定性分析的直接法

电力系统暂态稳定性分析的直接法是一种不需要逐步求解系统微分方程的暂态能量法，1947 年 Magnusson 和 Aylett 最早使用暂态能量法评估系统的暂态稳定性。暂态能量法是李雅普诺夫第二法或直接法的一种特例，能量函数是一种可能的李雅普诺夫函数。由于该方法不是由系统的运动轨迹判别其稳定性，而是从系统的能量及其转化的角度去判别其稳定性，因此可快速进行系统稳定性分析。该方法在近二三十年得到了迅速的发展。其研究主要集中在用不同的方法建立判别电力系统稳定性的李雅普诺夫函数，和求取不稳定平衡点 UEP（Unstable Equilibrium Point）的方法上。国内外研究较多，且有应用实例的方法主要有 3 种：不稳定平衡点 UEP 法、势能界面 PEBS（Potential Energy Boundary Surface）法和扩展等面积法 EEAC（Extended Equal Area Criteria）。

4.1 单机无穷大系统的暂态能量函数

如图 11.5-2 所示的单机无穷大系统，假设在 $t=0$ 时某回线路首端发生短路故障，$t=t_c$ 时刻切除故障。为简化起见，发电机采用经典二阶模型，且忽略各个元件的电阻。系统故障前稳态、故障期间和故障切除后的功率特性如图

11.5-3 所示。其中 δ_0、δ_s、δ_u和 δ_c分别为故障前、后的稳定平衡点 SEP（Stable Equilibrium Point）、故障后不稳定平衡点和故障切除瞬间的功角。为简化表示，以下均用 E 代替 E'。

用变量梯度法可得到能量形式的李雅普诺夫函数

$$V(\delta,\omega)=V_k+V_p=\frac{1}{2}T_J\omega^2-\left[\frac{EU}{X^{(3)}}(\cos\delta-\cos\delta_s)+P_m(\delta-\delta_s)\right] \tag{11.5-8}$$

式中：T_J为发电机的惯性时间常数。

式（11.5-8）右边第一项具有动能形式，而第二项与转子角位移有关，具有势能的性质。两者之和对应于相平面（ω，δ）点的总暂态能量。

可以证明该函数 V 具有正定且 $\dot{V}$ 半负定的特性，满足李亚普诺夫函数的性质。由该函数可在 $\omega-\delta$ 相平面上可做出一簇等能量曲线，如图 11.5-5 所示。图中每一条轨迹便是一条等能量曲线，转子沿轨迹的运动将是势能和动能之间不断转换的过程。各等能量曲线以稳定平衡点为中心由内向外其总能量逐渐递增，直到与不稳定平衡点对应的最大封闭曲线，如图 11.5-5 中的曲线 4 所示，此时达到临界能量。该封闭曲线便是稳定域的边界，所围成的区域为稳定区域。

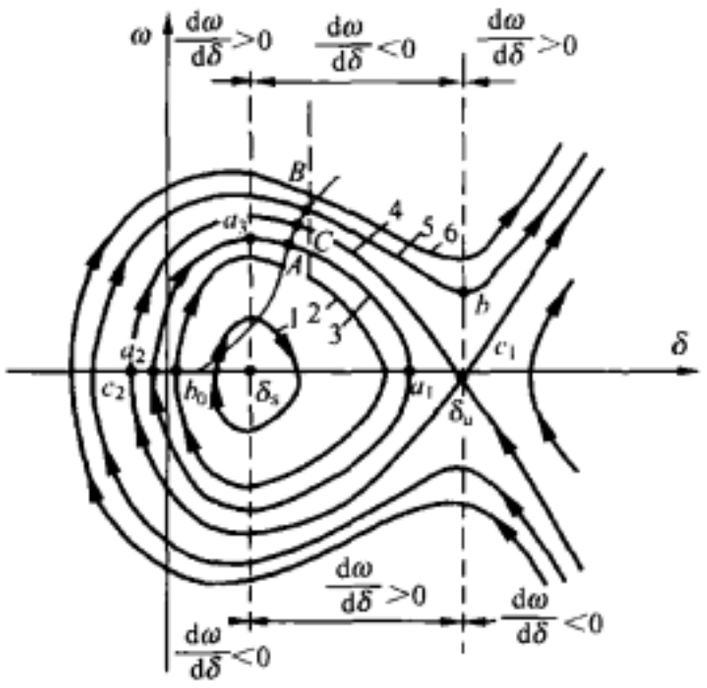


图 11.5-5　相平面上等能量曲线簇

由此可以求得临界能量和故障切除瞬间的系统总能量分别为

$$\begin{cases}V_{cr}=V(\delta_u,0)=-\left[\dfrac{EU}{X^{(3)}}(\cos\delta_u-\cos\delta_s)+P_m(\delta_u-\delta_s)\right]\\ V_c=V(\delta_c,\omega_c)=\dfrac{1}{2}T_J\omega_c^2-\left[\dfrac{EU}{X^{(3)}}(\cos\delta_c-\cos\delta_s)+P_m(\delta_c-\delta_s)\right]\end{cases} \tag{11.5-9}$$

显然，如果 $V_c=V(\delta_c,\ \omega_c)<V_{cr}$，则点（$\omega_c$，$\delta_c$）位于稳定域内，且故障切除后，系统将沿稳定域内某一等能量曲线运动，系统是稳定的；相反，若 $V_c=V(\delta_c,\ \omega_c)>V_{cr}$，则系统不稳定；而 $V_c=V(\delta_c,\ \omega_c)=V_{cr}$为临界情况，且由此可求得极限切除角 $\delta_{c.lim}$。因此，用暂态能量函数判定系统维持暂态稳定的判据为 $V_c=V(\delta_c,\ \omega_c)<V_{cr}$，且$(V_{cr}-V_c)$可以作为系统稳定裕度的定量描述。

应用直接法的关键是构造合适的能量函数和正确确定系统的临界能量。临界能量的正确与否对稳定性判定的影响很大：如果偏小，则结果过于保守；如果偏大，则结果过于乐观。对单机无穷大系统而言，处于不稳定平衡点时不仅功率平衡，且系统在这点势能达到最大值（与最大减速面积对应），故可用 $P_e=P_m$ 求得 δ_u及临界能量 V_{cr}；也可以通过搜索 V_p最大值对应的点，并取 $V_{cr}=V_{pmax}$而求得临界能量。

4.2　多机系统的暂态能量函数

暂态能量函数的复杂程度与元件模型有密切的关系，采用复杂元件模型且计及调节器动态特性时，暂态能量函数将十分复杂。因此，目前实用软件都采用发电机二阶经典模型和恒定阻抗负荷，且不计励磁调节系统的作用。以下讨论均采用这种简化模型，且忽略原动机及调速器的动态特性，网络为线性网络。

4.2.1　同步坐标下的暂态能量函数和临界能量

与单机无穷大系统相似，多机电力系统的动能和势能分别为

$$\begin{cases}V_k=\sum\limits_{i=1}^{n}\dfrac{1}{2}T_{Ji}\omega_i^2\\ V_p=\sum\limits_{i=1}^{n}\int_{\delta_i^s}^{\delta_i}(P_{ei}-P_{mi})\mathrm{d}\delta_i\\ \quad=\sum\limits_{i=1}^{n}P_{mi}(\delta_i-\delta_i^s)-\sum\limits_{i=1}^{n-1}\sum\limits_{j=i+1}^{n}C_{ij}(\cos\delta_{ij}-\cos\delta_{ij}^s)+\\ \quad\sum\limits_{i=1}^{n-1}\sum\limits_{j=i+1}^{n}D_{ij}\dfrac{a}{b}(\sin\delta_{ij}-\sin\delta_{ij}^s)\end{cases} \tag{11.5-10}$$

其中，$C_{ij}=E_iE_jB_{ij}$，$D_{ij}=E_iE_jG_{ij}$，$\dfrac{a}{b}=\dfrac{(\delta_i+\delta_j)-(\delta_i^s+\delta_j^s)}{(\delta_{ij}-\delta_{ij}^s)}$。

系统总暂态能量即为

$$V=V_k+V_p \tag{11.5-11}$$

用暂态能量函数判定系统稳定性，通常先用时域法计算故障切除时刻的 ω_i^c 和 δ_i^c，再计算与该时刻对应的能量 V_c；然后确定对应不稳定平衡点的临界能量 V_{cr}。确定临界能量时，必须先确定不稳定平衡点，这是问题的关键和难点。

4.2.2　惯量中心坐标下的暂态能量函数和临界能量

由于系统失步的判定是通过各发电机组转子间相对角的变化进行的，采用同步坐标下的 ω、δ 作为状态变量进行直接法分析时，往往精度较差。因此，计算暂态能量时，一般以系统惯量中心 COI（Center of Inertia），也称系统角度中心 COA（Center of Angles）为参考点。COI 的等值转子角和等值转子角速度定义为各发电机转子角和转子角速度的加权平均值，权系数为发电机的惯性时间常数，即

$$\delta_{COI}=\frac{1}{T_{JT}}\sum_{i=1}^{n}T_{Ji}\delta_i,\omega_{COI}=\frac{1}{T_{JT}}\sum_{i=1}^{n}T_{Ji}\omega_i,T_{JT}=\sum_{i=1}^{n}T_{Ji} \tag{11.5-12}$$

在 COI 坐标下，各发电机的转子角和转子角速度为

$$\theta_i=\delta_i-\delta_{COI},\bar{\omega}_i=\omega_i-\omega_{COI} \tag{11.5-13}$$

在 COI 坐标系下，采用与同步坐标系相同的方法，可得到相应的暂态能量函数，并以此判定系统的稳定性。在采用 COI 坐标的实用计算中，还常用双机等值对动能计算结果进行修正。

4.3　相关不稳定平衡点（RUEP）法

对于一个 n 机系统，有（$2^{n-1}-1$）种失稳模式，即有（$2^{n-1}-1$）个不同的不稳定平衡点。研究表明，对于一个特定运行工况下的特定故障，必有一种合理的失稳模式，即实际系统将以这种模式趋于失稳。由于与该失稳模式相对应的不稳定平衡点与故障点和故障类型紧密相关，故将其称为相关(Relevent)UEP 或主导(Controlling)UEP。为求取 RUEP，首先需要判别失稳模式，或者说对严重受扰机群进行识别。一般可根据故障初始瞬间的加速功率 $P_{acc,i}(0^+)=P_{mi}-P_{ei}(0^+)$或 $P_{acc,i}$与 T_{Ji}的比值，以及故障切除时角速度 ω_i^c 的大小来判断。如果第 i 台机组的 ω_i^c 和 $P_{acc,i}/T_{Ji}$都很大，则

认为是严重受扰机组。

SEP 或 UEP 都是潮流方程的解，在 COI 坐标下，求解不稳定平衡点的方程为

$$\begin{cases} P_{mi} - P_{ei} - \dfrac{T_{Ji}}{T_{JT}} P_{COI} = 0 \quad i = 1,2,\cdots,n-1 \\ \sum_{j=1}^{n} T_{Jj}\theta_j = 0 \end{cases} \tag{11.5-14}$$

式中：$P_{COI} = \sum_{j=1}^{n} (P_{mj} - P_{ej})$。

可用牛顿法求解式（11.5-14），其初值的估计方法有多种，在此仅介绍一种基于失稳模式的近似估计方法。在 COI 坐标下，假设第 K 种失稳模式的严重受扰机组为 i 和 j 两台机组，则此失稳模式下不稳定平衡点的近似估计值为

$$\dot{\theta}_K^{u(0)} = [\theta_1^s - \dot{\theta}_{COI}^u, \theta_2^s - \dot{\theta}_{COI}^u, \cdots, \theta_{i-1}^s - \dot{\theta}_{COI}^u, (\pi - \theta_i^s - \dot{\theta}_{COI}^u), \theta_{i+1}^s - \dot{\theta}_{COI}^u, \cdots, (\pi - \theta_j^s - \dot{\theta}_{COI}^u), \cdots, \theta_n^s - \dot{\theta}_{COI}^u]^T \tag{11.5-15}$$

式中：$\dot{\theta}_{COI}^u = \dfrac{1}{T_{JT}} \sum_{k=1}^{n} T_{Jk}\dot{\theta}_k^u = \dfrac{\pi(T_{Ji} + T_{Jj}) - 2(T_{Ji}\theta_i^s + T_{Jj}\theta_j^s)}{T_{JT}}$，

$T_{JT} = \sum_{k=1}^{n} T_{Jk}$。

反复使用式（11.5-15），可得到对应各种可能失稳模式不稳定平衡点的近似估计值 $\dot{\theta}_K^{u(0)}$；再用这些近似估计值计算对应的势能 $V_p \mid_{\dot{\theta}_K^{u(0)}}$。其中对应 V_p 值最小的 $\dot{\theta}_K^{u(0)}$ 即为最终采用的失稳模式，而此失稳模式下不稳定平衡点的近似估计值 $\dot{\theta}_K^{u(0)}$ 就可用作牛顿法求解式（11.5-14）的初值。

求得 RUEP 后，可进一步计算出对应该 RUEP 的临界能量

$$V \approx V_p \mid_{\theta^u} = \sum_{i=1}^{n} (-P_i)(\theta_i^u - \theta_i^s) - \sum_{i=1}^{n-1}\sum_{j=i+1}^{n} C_{ij}(\cos\theta_{ij}^u - \cos\theta_{ij}^s) + \sum_{i=1}^{n-1}\sum_{j=i+1}^{n} D_{ij}\frac{a}{b}(\sin\theta_{ij}^u - \sin\theta_{ij}^s) \tag{11.5-16}$$

将其与故障切除时刻的能量 V_c 比较，可判定系统是否稳定，且可计算出稳定裕度

$$\Delta V_n = \frac{V_p \mid_u - (V_k \mid_c + V_p \mid_c)}{V_k \mid_c} = \frac{V_p \mid_{\theta^u}^{\theta^u} - V_k \mid_c}{V_k \mid_c} \tag{11.5-17}$$

其中，$V_p \mid_{\theta_c}^{\theta^u} = \sum_{i=1}^{n}(-P_i)(\theta_i^u - \theta_i^s) - \sum_{i=1}^{n-1}\sum_{j=i+1}^{n} C_{ij}(\cos\theta_{ij}^u - \cos\theta_{ij}^s) + \sum_{i=1}^{n-1}\sum_{j=i+1}^{n} D_{ij}\frac{a}{b}(\sin\theta_{ij}^u - \sin\theta_{ij}^s)$，

$P_i = P_{mi} - E_i^2 G_{ii}$，$\dfrac{a}{b} = \dfrac{(\theta_i^u + \theta_j^u) - (\theta_i^s + \theta_j^s)}{(\theta_{ij}^u - \theta_{ij}^s)}$。

4.4 势能界面（PEBS）法

势能界面（PEBS）法是另一种暂态能量函数方法。一个三机系统的能量曲面如图 11.5-6 所示。图中 x_s 为 SEP，处于势能最低的位置。x_1、x_2、x_3 为三个 UEP，它们所处的势能不一定相等，但从连接每个 UEP 与 SEP 的直线方向看都处于势能的最大值。连接这三个 UEP 的曲面就叫做 PEBS，如图 11.5-6 中虚线所示。

势能界面法假设在 UEP 附近势能变化比较平缓，因此，可以用持续故障轨迹与 PEBS 的交点 x_f 作为近似的 UEP 点，

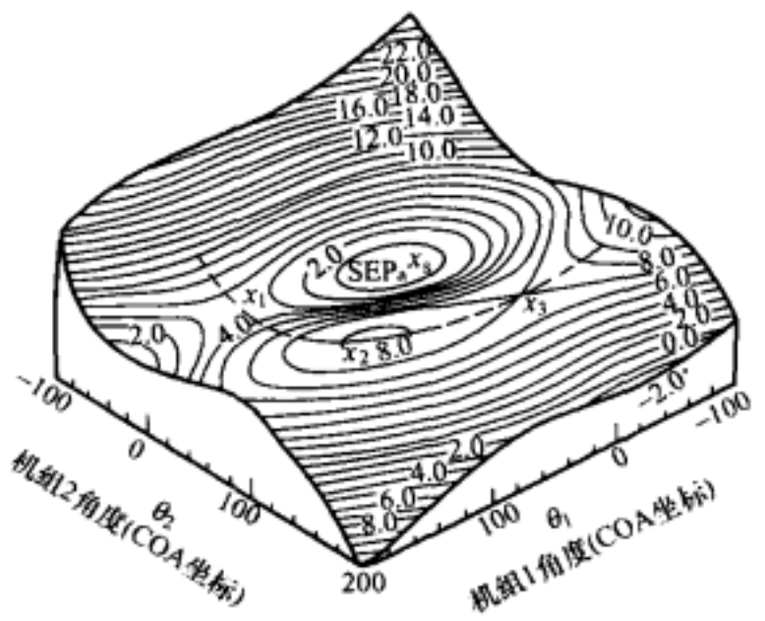


图 11.5-6 一个 3 机系统能量曲面图

如图 11.5-7 所示。如果在 t_1 或 t_2 处切除故障，则故障后轨迹如虚线所示，最后回到 x_s；如果在 t_{cr} 切除故障，则故障后轨迹与 PEBS 相交于 x_u，即真正的 UEP。大量实例计算表明，在第一摇摆周期失稳模式下，持续故障轨迹与 PEBS 交点 x_f 处的势能 V_p 近似等于所对应的临界能量 V_{cr}，以此作为临界能量是比较准确的。但在多次振荡失稳模式下，所得到的结果有一定误差。

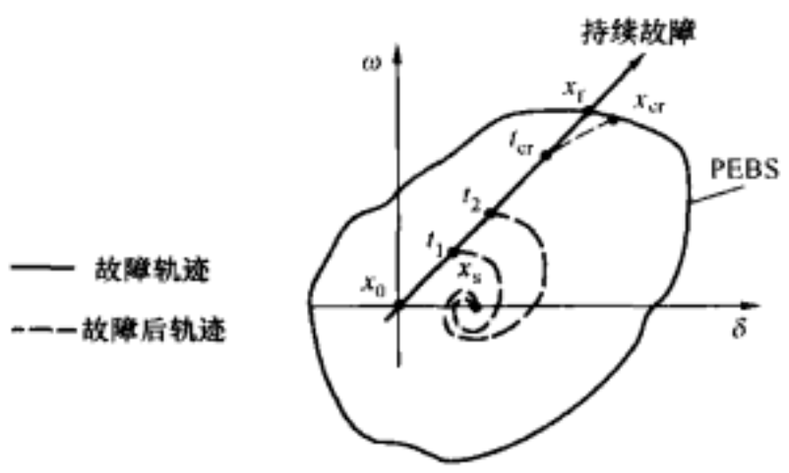


图 11.5-7 不同切除时间的故障前后轨迹

用势能界面法分析系统稳定性的具体内容和步骤：故障前的潮流计算，求出初值（SEP）；用逐次积分法计算持续故障下的轨迹；每一时段计算对应的 V_p。注意计算轨迹时按故障网络计算，计算 V_p 时按故障后网络计算；一直计算到 V_p 达到最大值，此时系统所对应的能量即为临界能量 V_{cr}；再在故障轨迹上求取 $V = V_{cr}$ 的一点，对应的时间即为临界切除时间 t_{cr}；如果故障切除时断开线路，则需修改导纳矩阵。

求取 V_p 最大值的方法有两种。第一种是比较前后积分段的 $V_P^{(n)}$，当后段比前段小时，则用插值法在两段间求出最大 V_p，即为临界势能；第二种方法是在每步积分时计算 $\partial V_p/\partial\theta$ 是否为零。当 $\partial V_p/\partial\theta = 0$ 时，认为 V_p 达到最大。经验指出，在第一摇摆失稳的情况下，用第二种方法可以得出满意的结果，但在多次摇摆的情况下第二种方法所得到的结果可能不准确。

4.5 BCU 法

BCU 法是基于不稳定平衡点的稳定边界法（Boundary of stability region based Controlling Unstable equilibrium point method）的简称，是将 PEBS 法与 UEP 法相结合的一种方法，其主要思想是以持续故障轨迹与势能界面的交点 δ^* 为初值，再沿着切除故障后的轨迹继续积分以找到第一个 $\sum_{i=1}^{n} \| f_i(\delta) \|$ 的局部最小值，以该点为 UEP 的初值求解非线性方程组，从而求得相关 UEP。BCU 法的计算结果精度一般比 PEBS 法的精度高，但计算速度较慢。

4.6　扩展等面积（EEAC）法

与RUEP法和PEBS法分析多机系统稳定性不同，扩展等面积EEAC法是在单机无穷大等值条件下对多机电力系统暂态稳定性进行分析的一种方法。EEAC法分析系统稳定性的前提是假定系统失稳为双机模式。在此，假设系统相关UEP或失稳模式已知，把受扰严重的机群称为A机群，其余机群称为B机群，且假设机群内各转子间无相对摆动。在此假设的基础上，对全系统作双机等值，且最终化为单机无穷大系统，用等面积定则判定系统的暂态稳定性。

4.7　基于状态空间的电力系统暂态稳定域分析方法

20世纪80年代后期出现了稳定域（Region of Stability）的理论研究。这些研究对稳定域的概念进行了严格的定义与证明。基于李雅普诺夫理论的直接法实际上就是在状态空间中找到一个包围稳定平衡点 x^s 的区域 R_v，使得凡是属于这一区域的任何干扰，系统以后的运动最终都趋于稳定平衡点。这一区域称为关于稳定平衡点的渐近稳定域（简称稳定域），也叫做平衡点的吸引域。稳定域的最简单形式是 $R_v=\{x \quad V(x-x^s)<V_{cr}\}$，其中 V_{cr} 是 V 函数的临界值。$V(x)=V_{cr}$ 为稳定域的边界，它是状态空间中包围稳定平衡点的一个超曲面。对于状态空间为二维的情况，稳定平衡点 x^s、稳定域和稳定域边界之间的关系如图11.5-8所示。对于暂态稳定分析来说，只要构造出适当的 V 函数，并求出相应的稳定域 R_v，则在求得故障切除 t_c 时刻的状态 x^c 后，通过判断它是否在稳定域内，即是否满足 $V(x^c)<V_{cr}$，便可以确定系统是否是暂态稳定的。

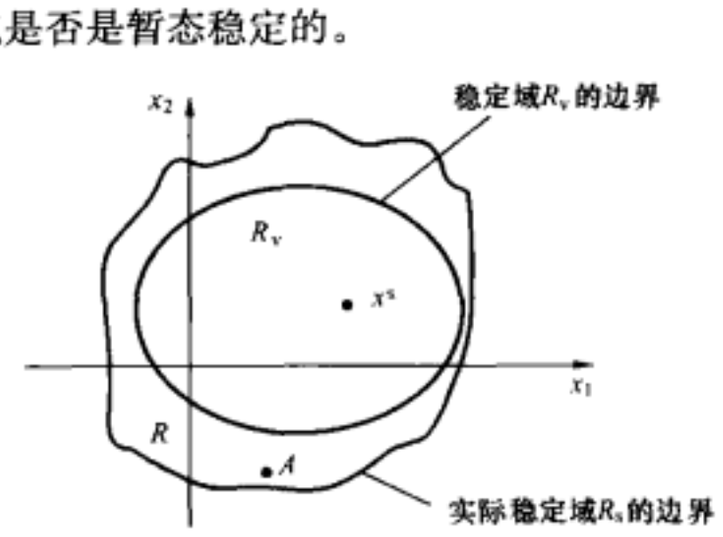


图11.5-8　二维状态空间稳定域示意图

4.8　电力系统实用动态安全域分析方法

近来有学者提出了用于动态安全分析的实用动态安全域分析方法，以方便运行人员快速在线评估系统运行的安全性。该方法通过数值方法计算稳定边界上的若干特殊点，然后使用超曲面拟合的方法，确定安全域的边界。这种方法将给定注入空间y上的动态安全域定义为

$$\Omega_d(i,j,\tau) \triangleq \{y \mid x_d(y) \in A(y)\} \quad (11.5\text{-}18)$$

式中：i 和 j 分别代表故障前后的系统结构；τ 为故障持续时间；$x_d(y)$ 为故障清除时刻的状态；$A(y)$ 为由注入 y 决定的故障后状态空间中稳定平衡点周围的稳定域。

4.9　直接法和时域仿真相结合的暂态稳定分析方法

尽管近年来直接法在电力系统中的应用取得了许多重大成果，但仍然存在两个较大缺点：①模型较简单。目前真正实用的软件采用发电机二阶经典模型和恒定阻抗负荷模型，尚不能计及励磁系统对稳定的作用。②分析结果容易偏保守。这是由李雅普诺夫直接法是系统稳定的充分条件而非必要条件所决定的。此外在系统规模很大，或受到一系列干扰（如重合闸过程）时，直接法的应用受计算速度和精度的限制，目前仅用于判别第一摇摆稳定性，较适宜作为寻找暂态稳定极限的扫描工具。

时域仿真不受系统规模和元件模型详细程度的限制，能给出所有量的时间响应。但是，时域仿真计算费时，只能回答系统是否稳定，难以给出系统稳定程度的灵敏度信息，必须多次尝试才能找到稳定极限，因此不适合在线应用。

近年来，有将直接法和时域仿真相结合用来进行暂态稳定性分析的研究报道，表现出很好的应用前景。这种混合方法首先用时域仿真计算实际系统的轨迹，然后通过暂态能量函数计算系统的稳定裕度，从而能快速确定系统的稳定极限。由于这种方法不必计算UEP，也就不会遇到收敛性问题。这种混合法将计算稳定裕度和确定系统的稳定极限时所需的工作量减到最小，同时增强了时域仿真的能力。

5　电力系统动态等值

随着现代电力系统迅速向多机、大电网、多区域互联运行发展，使得电力系统的动态分析即使在离线条件下也十分困难。对大电力系统的动态研究一般最感兴趣的只是其中某个区域，因此有必要对系统进行简化等值。简化等值时，一般将系统划分为研究系统（内部系统）、外部系统、剩余系统三部分。待研究的、等值过程中保持不变的区域为研究系统；与研究区域毗邻并相互有一定影响的区域为外部系统；与研究区域相距很远，影响极小，可作高度简化的区域为剩余系统。保留研究系统不变，而对外部系统和剩余系统在保证其对研究系统的动态影响不畸变的条件下，进行简化的过程称为动态等值。

目前，主要有三种动态等值方法：适用于大干扰下暂态稳定分析的同调等值法；主要适用于小干扰下动态稳定分析的基于线性化系统状态方程的模态等值法；适用于在线动态安全分析的基于系统动态响应（或量测量）来估计和辨识外部系统及其等值参数的估计等值法（在线等值法）。

同调等值法就是将以同一频率和相近角度摇摆的发电机划为一组，称为同调机群，且认为在一个同调机群内的发电机是刚性连接的，可简化为一个等值机组。合并等值时要求等值前后研究系统在大干扰下有接近的转子摇摆曲线，同时要求等值系统中的元件应为实际系统元件，以便可直接用暂态稳定程序分析。其过程分为6步：①将系统划分为研究系统和外部系统。②对简化的线性化系统模型加大干扰进行时域仿真，获得系统中各发电机转子摇摆曲线。③判别外部系统的同调发电机群。若在计算周期内，任意两台发电机间的转子相对位移角增量在任一时刻都不大于一个给定的电角度偏差，则称该两台机为同调发电机。通常取电角度偏差为5°～10°，计算周期1～3s。④合并同调发电机母线。合并过程中应保证系统保留部分稳态潮流分布不变。⑤非线性网络化简，即对非线性网络作静态等值，采用静态网络等值方法移置非线性负荷及消去网络节点。⑥通过频域响应特性的拟合将同调发电机合并为一台或几台等值机，用最优化方法求取等值机参数。

模态等值法是基于外部系统线性化模型和特征值性质进行降阶的等值简化方法。该方法假定研究系统内的干扰对外部系统影响不大，外部系统可线性化。对外部系统而言只要求保留对研究系统影响较大的特征根，频率较高、衰减较快的特征根则忽略不计，从而形成一个低阶的外部等值系统，该等值系统用线性化的状态方程描述，而非具体的系统物理元件。因此模态等值用于暂态稳定分析时，计算机软件要做相应修改。该等值要求等值前、后研究系统在小干扰下主要

动态特性（主特征根及相应的主特征向量）基本一致。近年来发展的奇异摄动法和选择模式分析法也是基于线性化系统模型和系统特征值性质进行降阶的等值方法，也可以认为其属于模态等值范畴。

同调法和模态法都需要外部系统的完整结构和参数，这对于大型互联电力系统来说几乎是不可能的，因此这两种方法均适用于离线计算。适用于在线分析的估计等值法实质上是先确定外部系统的等值模型，再利用研究系统中的量测量对外部系统进行参数估计。估计等值可按系统干扰的特点分为两类：一是施加人为干扰或利用系统正常操作造成确定性的动态过程，通过动态测量数据来估计等值外部系统的参数；二是施加随机干扰，用随机信号处理和相关分析技术进行等值外部系统的参数优化估计。估计等值最终应使研究系统的实测量和采用等值系统和估计参数的仿真计算量间残差最小。施加确定性干扰相应的等值过程速度较快、精度较好，但对系统运行不利；而施加随机干扰的等值过程复杂、计算量大，但对系统运行干扰小。估计等值要求外部等值系统模型选择恰当，从而使实际系统量测值和等值系统仿真计算值的偏差能通过等值系统参数优化而达到最小，且对于等值系统参数的任何初始估计值，都能最终得到唯一的优化参数值。目前各种估计等值方法尚在研究和试验阶段，正在不断完善与发展之中。

6 电力系统暂态稳定性的实例

下面给出用电力系统综合程序 PSASP 对 3 机 9 节点系统进行暂态稳定分析的时域仿真。

6.1 系统概况

3 机 9 节点系统如图 11.5-9 所示。系统参数如表11.5-1、表 11.5-2 和表 11.5-3 所示。

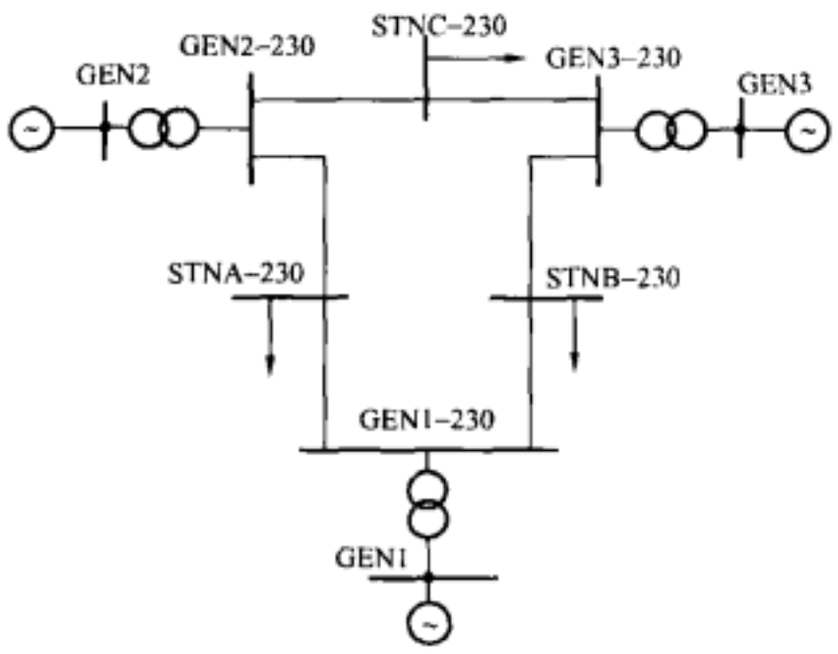


图 11.5-9 三机系统网络结构图

表 11.5-1 网 络 参 数

支路号	节点 I	节点 J	电阻 (R)	电抗 (X)	电纳 (B)	变比 (K)
1	GEN1	GEN1-230	0.000 0	0.0576	0.000 0	1.000 0
2	GEN2	GEN2-230	0.000 0	0.062 5	0.000 0	1.000 0
3	GEN3	GEN3-230	0.000 0	0.058 6	0.000 0	1.000 0
4	GEN1-230	STNB-230	0.017 0	0.092 0	0.158 0	1.000 0
5	GEN1-230	STNA-230	0.010 0	0.085 0	0.176 0	1.000 0
6	STNB-230	GEN3-230	0.039 0	0.170 0	0.358 0	1.000 0
7	STNA-230	GEN2-230	0.032 0	0.161 0	0.153 0	1.000 0
8	GEN3-230	STNC-230	0.011 9	0.100 8	0.209 0	1.000 0
9	GEN2-230	STNC-230	0.008 5	0.072 0	0.149 0	1.000 0

表 11.5-2 节 点 参 数

节点号	节点类型	节点无功负荷	节点有功负荷
GEN1	Slack	0.00	0.00
GEN2	PV	0.00	0.00
GEN3	PV	0.00	0.00
GEN1-230	PQ	0.00	0.00
STNB-230	PQ	0.30	0.90
GEN3-230	PQ	0.00	0.00
STNC-230	PQ	0.35	1.00
GEN2-230	PQ	0.00	0.00
STNA-230	PQ	0.50	1.25

表 11.5-3 发电机参数

发电机号	有功 (P_G)	无功 (Q_G)	惯性时间常数 (T_J)	暂态电抗 (X'_d)
GEN1	1.000	1.000	47.28	0.060 8
GEN2	1.630	1.000	12.8	0.119 8
GEN3	0.850	1.000	6.02	0.181 3

6.2 仿真结果

设 0.1s 时在 GEN1-230 和 STNB-230 线路 50%处发生永久性三相短路。不同时刻切除故障的时域仿真结果如图 11.5-10～图 11.5-12 所示。图 11.5-10 是在 0.2s 切除故障线路（故障持续时间 0.1s）的时域仿真功角摇摆曲线；图 11.5-11 是在 0.39s 切除故障线路（故障持续时间 0.29s）的时域仿真功角摇摆曲线；图 11.5-12 是在 0.4s 切除故障线路（故障持续时间 0.3s）的时域仿真功角摇摆曲线。

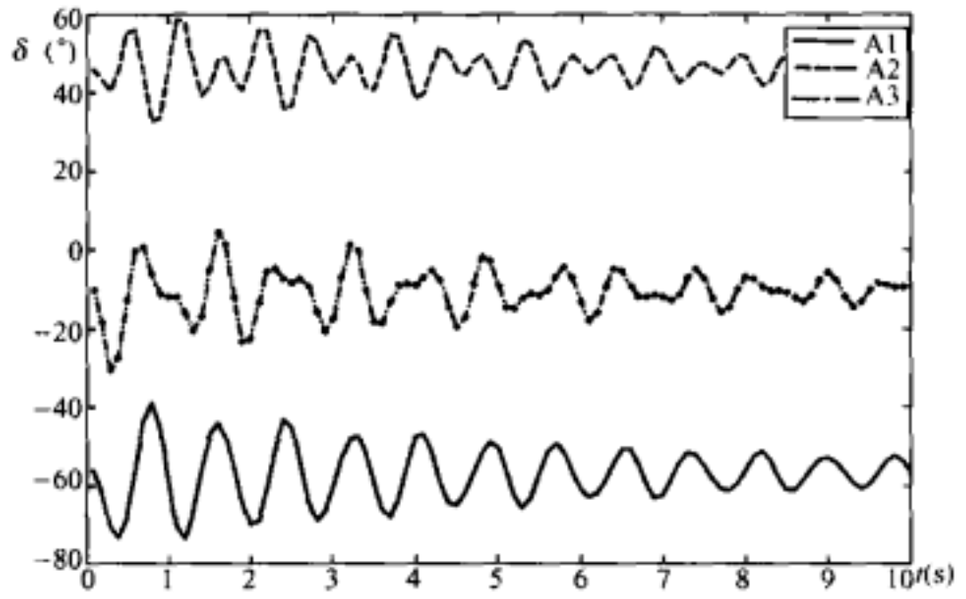


图 11.5-10 t_c=0.1″相对角变化波形图

A1—GEN1-GEN2 之间的相对角；A2—GEN2-GEN3 之间的相对角；A3—GEN1-GEN3 之间的相对角

（图 11.5-11 和图 11.5-12 相同）

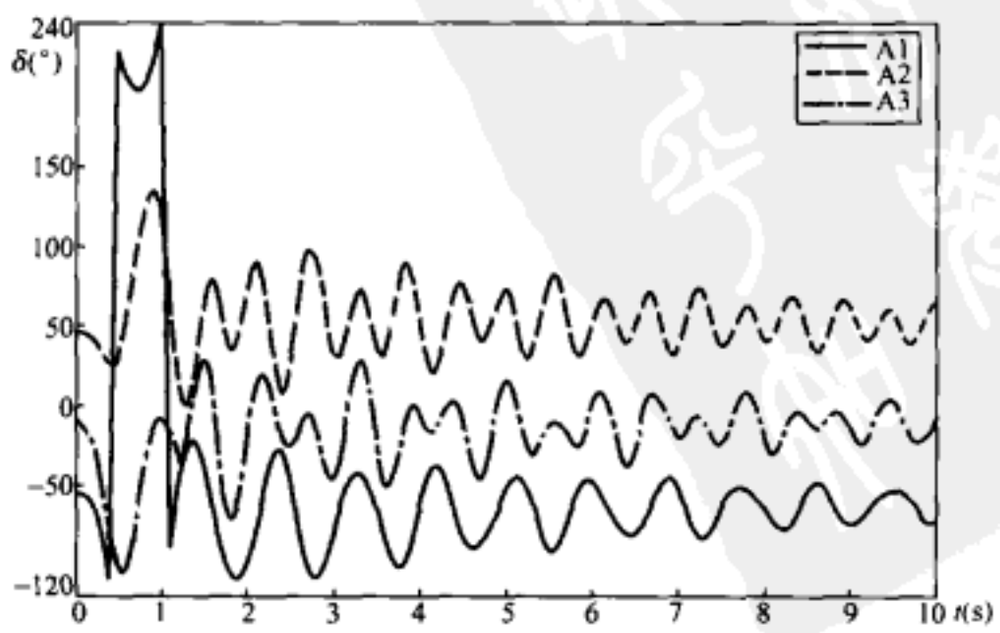


图 11.5-11 t_c=0.29″相对角变化波形图

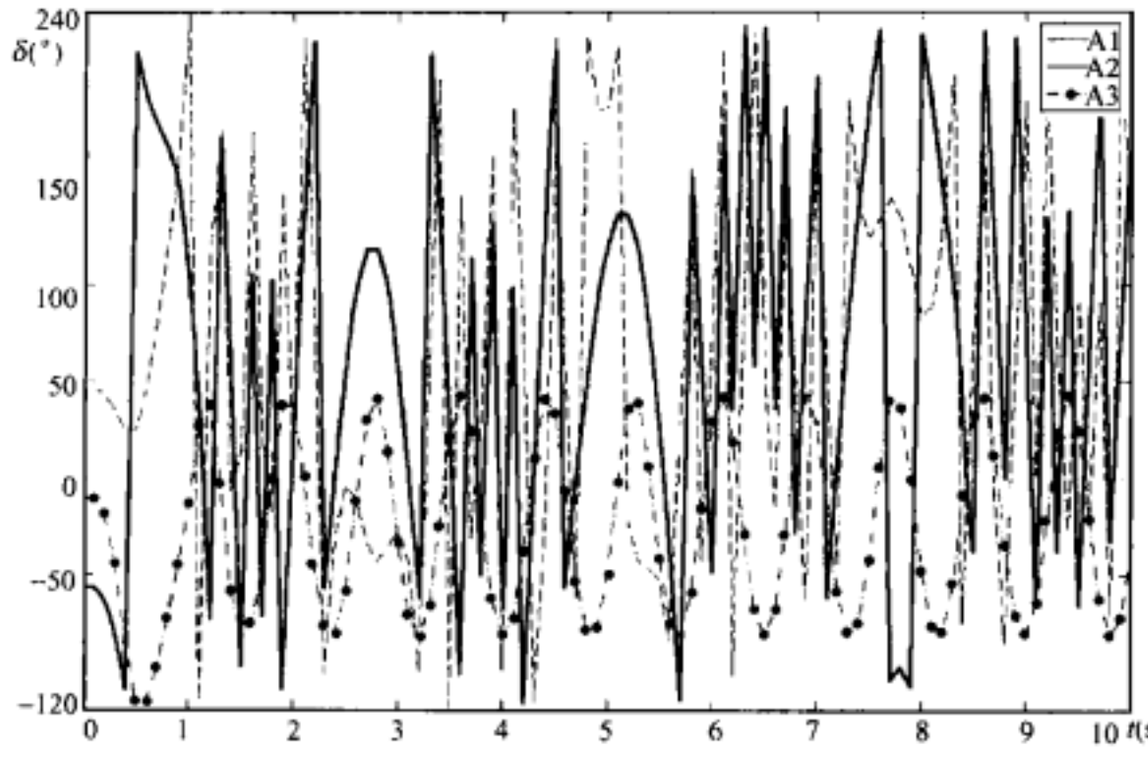


图 11.5-12　t_c=0.3″相对角变化波形图

从时域仿真曲线可以看出，0.2s 切除故障（故障持续时间为 0.1s）和 0.39s 切除故障（故障持续时间为 0.29s）时，系统均能保持稳定；而 0.4s 切除故障（故障持续时间为 0.3s）系统将失去稳定。由此可以推断临界切除时间在 0.29～0.3s 之间，即如果故障切除时间小于 0.29s，系统能保持暂态稳定。

第 6 章 电力系统电压稳定性

1 电力系统电压稳定的基本概念

1.1 静态电压稳定的基本概念

简单地说，静态电压稳定研究的是电力系统运行方式的存在性和电源对负荷的输送能力。本节将通过单负荷无穷大系统的例子说明与电压稳定相关的概念，并给出静态电压失稳的机理解释。

1.1.1 简单电力系统的静态电压稳定性分析

由于电力系统的电压稳定性由负荷供给和负荷需求平衡决定，故作为承担功率传输任务的输电系统，其特性对电压稳定性有较大的影响。输电系统在电压稳定性研究中通常描述为潮流方程，其解的特性也就体现了输电系统的特性。考察如图 11.6-1 所示的单负荷无穷大系统。

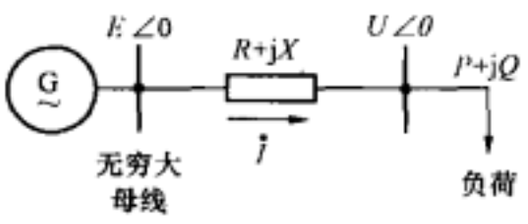


图 11.6-1 单负荷无穷大系统

忽略线路电阻时，系统的潮流方程式为

$$P=-\frac{EU}{X}\sin\theta,\ Q=\frac{EU}{X}\cos\theta-\frac{U^2}{X} \tag{11.6-1}$$

由上两式中消去变量得

$$(U^2)^2+(2QX-E^2)U^2+X^2(P^2+Q^2)=0 \tag{11.6-2}$$

上述以 U^2 为变量的二次方程有实数解的条件可写为

$$-P^2-\frac{E^2}{X}Q+\left(\frac{E^2}{2X}\right)^2\geqslant 0 \tag{11.6-3}$$

式（11.6-3）的等式条件描述了 $P-Q$ 平面上的一条抛物线，如图 11.6-2 所示。抛物线内部的点满足不等式条件，潮流方程存在两个实数解；而外部的点不满足式（11.6-3），潮流方程无实数解。抛物线上，潮流方程只有一个实数解，对应于电压稳定临界点的集合。在给定功率因数角 φ 下，正值的 P 表示最大负荷，负值的 P 表示最大发电。由于该抛物线相对于 Q 轴对称，故负荷所能吸收的最大负荷等于在该节点所能注入的最大功率，但这一性质在考虑线路电阻后不再成立。

由式（11.6-3）易知，最大无功负荷为短路容量 E^2/X 的 1/4，而功率因数为 1.0 条件下的有功输电极限负荷为短路容量的 1/2；此外，开口向下的抛物线可行域也表明在负荷侧提供足够无功补偿的条件下，负荷端可吸收或发出任意多的有功功率；这说明了电网输送大量无功功率的困难。然而由于负荷节点电压存在上限约束，故实际上不可能在负荷节点注入无限多的无功功率，从而系统的有功功率传输也是有限的。

在满足式（11.6-3）的条件时，由式（11.6-2）可得到两个电压解

$$U=\sqrt{\frac{E^2}{2}-QX\pm\sqrt{\frac{E^4}{4}-X^2P^2-XE^2Q}} \tag{11.6-4}$$

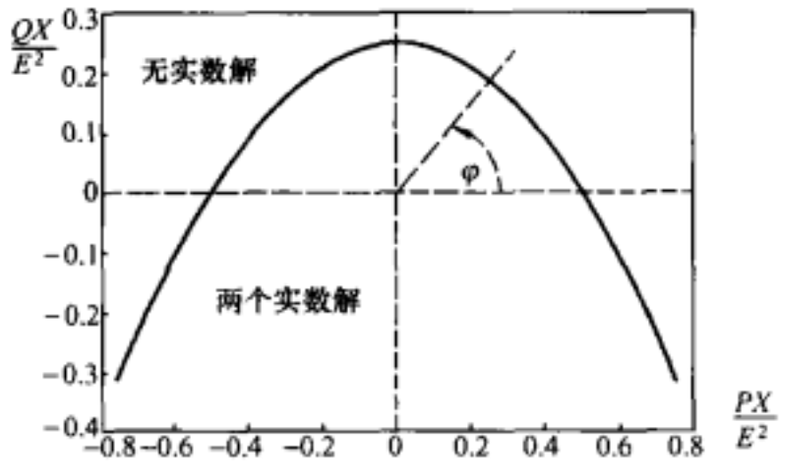


图 11.6-2 潮流方程解的可行域

在 $P-Q-U$ 空间中，式（11.6-4）定义了一个如图 11.6-3 所示的 2 维曲面。其中，上曲面对应于式（11.6-4）的高电压解，下曲面对应于式（11.6-4）的低电压解。图中也给出了不同功率因数角时，式（11.6-4）所定义的解曲线，这些解曲线拐点的集合构成了最大输电功率曲线，其在 $P-Q$ 平面上投影即为图 11.6-2 所示抛物线的一部分。

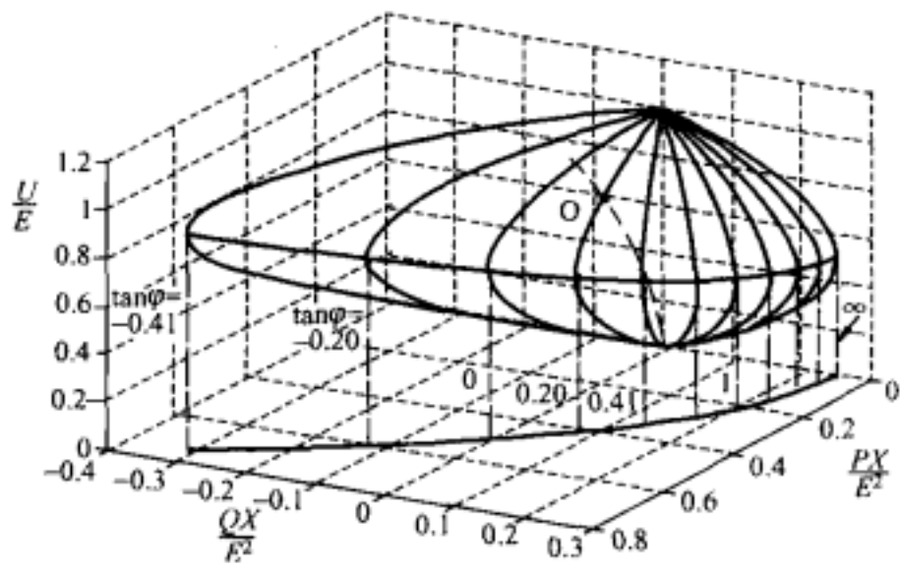


图 11.6-3 电压与负荷有功功率和无功功率的函数关系

将图 11.6-3 中不同功率因数角下式（11.6-4）所定义的解曲线投影至 $P-U$ 平面，即得如图 11.6-4 所示的 $P-U$ 曲线。显然，用投影的方法也可得到 $Q-U$ 曲线、视在功率和电压关系的 $S-U$ 曲线以及某一给定无功功率 Q 下的 $P-U$ 曲线等。

由图 11.6-4 可见，随着负荷补偿无功功率的增加，最大输电功率增大，对应的临界电压也增高，故无功功率补偿较大时，电压水平较高并不代表系统距离最大输电功率水平

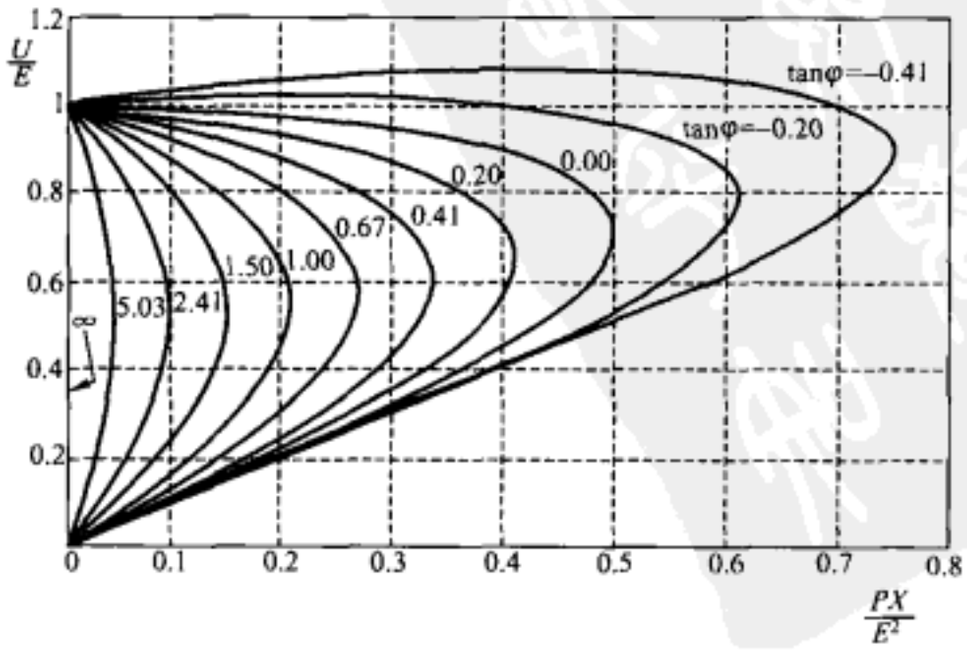


图 11.6-4 不同功率因数下的 $P-U$ 曲线簇

也较远。

发电机是电力系统电压控制的重要手段。正常运行时，发电机将维持机端节点电压恒定。在系统电压降低时，发电机将增大励磁电流，提供更多的无功功率，但这可能导致发电机励磁电流或定子电流超过长期运行的极限。励磁电流受发电机过励保护的限制，保护动作后，励磁电流将被限制为最大允许电流，此时发电机只能维持同步电抗后的电动势恒定，这等效于增加了负荷和恒压电源之间的电抗，恶化了系统电压崩溃的条件。发电机定子电流越限后，由运行人员手动或保护装置自动地降低发电机的无功或有功出力，以消除越限，这通常也对维持系统的电压稳定性不利。发电机励磁或定子电流限制对电压稳定性的影响将在下节作定性介绍。

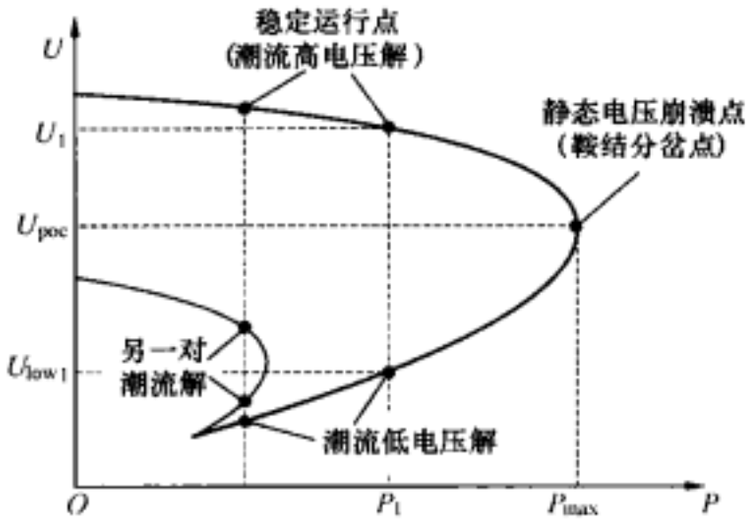


图 11.6-5　静态电压稳定的 $P-U$ 曲线与鞍结分岔示意图

1.1.2　静态电压失稳的机理解释

静态电压失稳的机理解释把系统静态负载能力的极限作为电压稳定的临界状态，即电压崩溃点，所反映的是潮流解的可行性问题。从潮流多解性的角度来看，系统电压失稳前至少存在一对解，即高电压解和低电压解，它们对应于系统的两个平衡点。由小干扰稳定性分析易知，其中一个为稳定的平衡点，另一个为不稳定的平衡点。图 11.6-5 所示的复杂系统 $P-U$ 曲线，稳定运行的电力系统随着负荷的增加，潮流解的对数会逐渐减少，最终只剩一对潮流解。随负荷的进一步增加，这对解所对应的两个平衡点逐渐靠近。在电压崩溃点处，这两个平衡点融合成一个，节点电压对负荷功率的灵敏度为无穷大。这时，负荷的任何微小的增加将导致系统无平衡点，即潮流不可行或系统运行方式不存在。从分岔理论来说，该现象对应于鞍结分岔（Saddle-Node Bifurcation）。在采用恒功率负荷模型并以 P 为参数时，图 11.6-5 所示的 $P-U$ 曲线即为鞍结分岔图。基于鞍结分岔的静态电压失稳机理解释适用于负荷增长或负荷自恢复等连续过程导致的静态电压失稳。

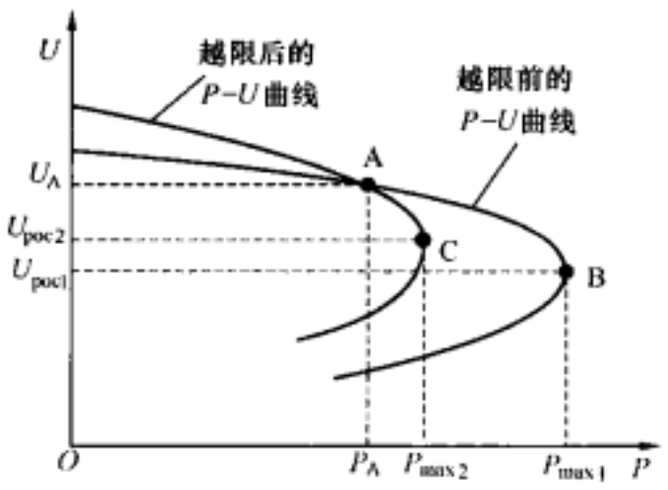


图 11.6-6　发电机越限前后的通常 $P-U$ 曲线

发电机无功越限这一离散事件也可能立即引起静态电压失稳。无功越限前，发电机机端节点电压可控，以 PU 节点描述；无功越限后，机端节点电压不可控，以 PQ 节点描述。这两种不同的描述导致了不同的潮流方程。在大部分情况下，发电机无功越限前后的 $P-U$ 曲线如图 11.6-6 所示，即 A 点处的无功越限导致电压崩溃点由 B 变为 C，即系统的最大输电功率减小，但系统仍保持电压稳定。然而在负载较重时，越限前后的 $P-U$ 曲线可能相交于越限后 $P-U$ 曲线的下半支，即系统的 $P-U$ 曲线呈现出图 11.6-7 实线所示的尖锥状。由于 $P-U$ 曲线下半支上的运行点小干扰不稳定，故发电机无功越限立即导致了静态电压失稳，该现象在一些文献中称为极限诱导分岔（Limit Induced Bifurcation）。

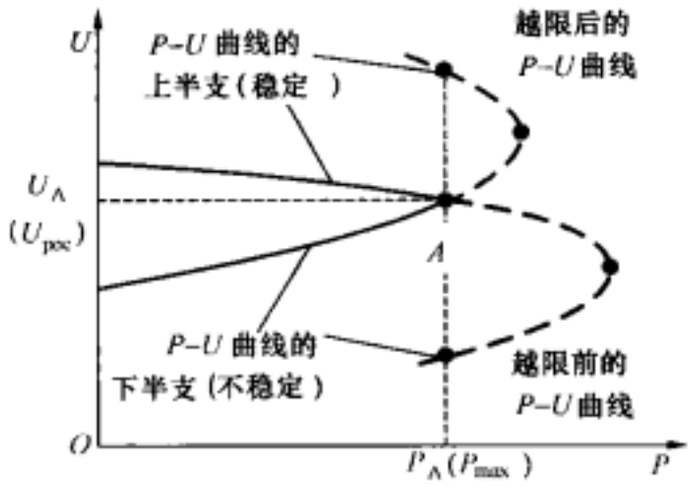


图 11.6-7　发电机无功越限导致的立即失稳

1.2　电压稳定的基本概念

稳定性是动态系统的基本性质，因此，电压稳定性问题本质上是一个动态问题。本节将介绍暂态电压稳定性和长期电压稳定性的时间框架和机理解释，并说明负荷特性的影响。

1.2.1　暂态电压稳定性和长期电压稳定性的时间框架

CIGRE 工作组 1993 年提出如图 11.6-8 所示的电压稳定性时间框架，明确了暂态电压稳定性和长期电压稳定性各自相关的现象，方便了数学模型的建立、机理的分析和控制策略的制订。

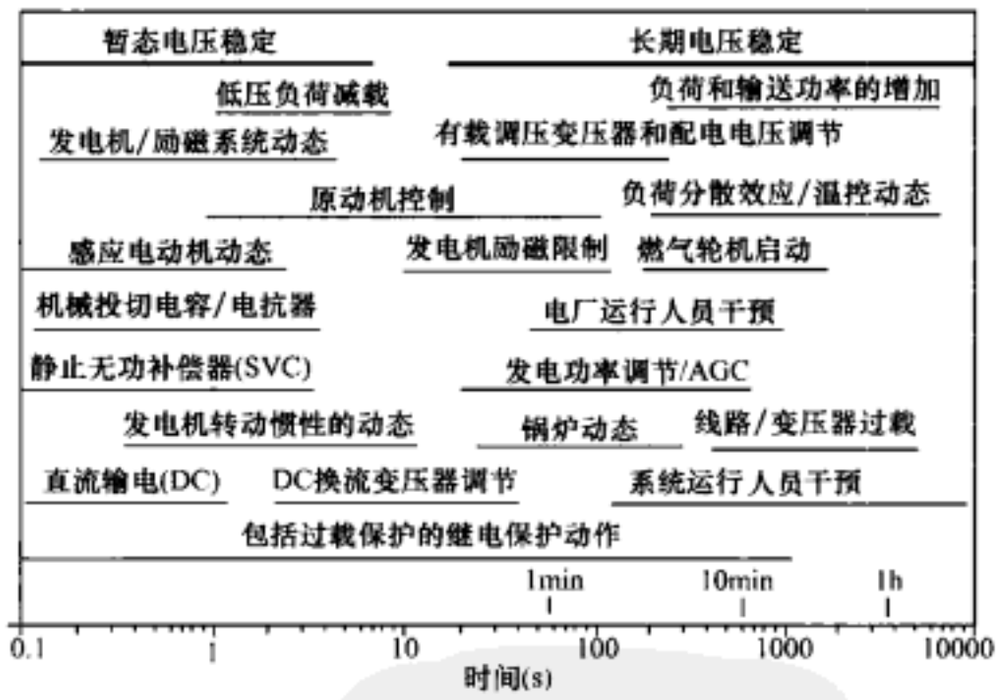


图 11.6-8　电压稳定性的时间框架

暂态电压稳定性的时间框架大约从零秒至十几秒，与暂态功角稳定性的时间框架相同，涉及发电机、负荷、无功补偿、直流输电和继电保护等众多元件及其控制的快动态特性，其中感应电动机和直流换流器这类负载对暂态电压稳定性的影响最大，负荷侧的短路故障需特别重视。

负荷侧电压大幅度下降时，补偿电容器产生的无功功率将减小，而感应电动机的无功需求将增大，从而系统无功负载和输电电压损耗将增大，导致负荷侧电压进一步下降。如果保护或交流接触器不能及时切除电动机，则可能引起电动机连锁堵转，最终形成电压崩溃。

直流输电的逆变端处于小短路容量的负荷区域时，逆变端需要吸收大量无功功率，通常这一无功功率由补偿电容提供，故逆变端电压的大幅下降可能会造成较大的无功功率不平衡，

引发暂态电压失稳。此外，常用的恒功率/定息弧角控制在 1s 内恢复逆变端的无功功率也可能导致暂态电压不稳定。

影响系统暂态电压稳定性的其他因素还包括故障后的电网结构、静态/动态无功补偿的配置及储备比例、故障后负荷节点与动态无功支撑点间的电气距离等。

从稳定性理论的角度看，暂态电压失稳机理可归纳为 3 种：失去干扰后暂态稳定平衡点、系统未处于干扰后暂态稳定平衡点的吸引域、干扰后暂态电压振荡不稳定。长期电压失稳也可归为类似的 3 种：失去长期稳定平衡点、系统未处于长期稳定平衡点的吸引域中、缓慢增长的电压振荡失稳。此外，长期动态还可能引起暂态稳定平衡点消失或其吸引域收缩、诱发暂态电压振荡，从而导致暂态电压失稳。这些解释较全面地给出了动态电压失稳的数学机理。

1.2.2 负荷特性的影响

负荷特性是影响电压稳定性的关键因素。在电压稳定性分析中，通常将 110kV 及以下的配电网等值为负荷，其中包含了有载调压变压器、配电电压调节器以及小容量的发电机等，再考虑到负荷本身的多样性和时变性，故实际综合负荷的特性极为复杂。

从负荷特性对电网的影响来看，恒阻抗负荷依附于电网，是被动的，不存在电压稳定性问题；而恒电流负荷不管节点电压的高低，从电网汲取恒定的电流，这对电网来说是一个强制因素，如果电网不能提供这一电流，就将导致电压失稳；从这个角度来说，恒功率负荷对网络的强制性作用更大，系统更容易发生电压失稳。这一概念可解释为何感应电动机、温控负荷、有载调压变压器等因素对电压稳定性的影响最大。当然，堵转的感应电动机对系统电压稳定性的影响比其堵转前所具有的近似恒功率特性影响更大。

以下通过图 11.6-9 说明负荷特性对电压稳定性的影响。干扰前，系统具有稳态负荷功率 P_0，运行点为 A。干扰后，系统稳定运行于点 B，为暂态负荷特性与干扰后 $P-U$ 曲线的交点。随后负荷逐步恢复，调整其等值阻抗 r，运行点沿干扰后的 $P-U$ 曲线变化。由于稳态负荷特性 A—A′与干扰后 $P-U$ 曲线无交点，故负荷恢复的最终结果是系统长期电压失稳。显然，如果负荷不具有恢复特性，即具有曲线 AB 所示稳态负荷特性，则系统可保持长期电压稳定性。

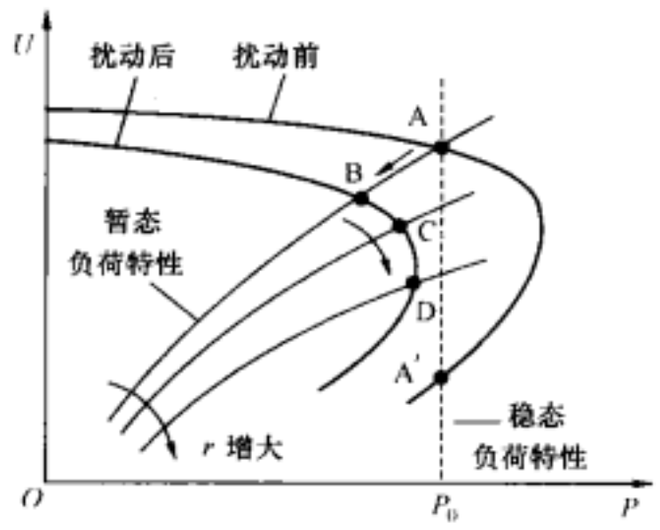


图 11.6-9 负荷特性对电压稳定性的影响

2 电力系统电压稳定性分析

2.1 静态电压稳定性分析

静态电压稳定性分析把网络传输极限功率时的系统运行状态/运行点作为静态电压稳定极限状态/临界点，其数学模型以潮流方程为基础，通常以 PV/PQ 节点转换的形式考虑发电机无功容量约束，负荷一般采用恒功率模型，有时也对关键元件特性进行详细建模，如考虑发电机最大励磁/定子电流约束、发电机静态调压特性、静态负荷特性、感应电动机等。

静态电压稳定的研究内容主要为：评估当前运行状态电压稳定性的指标、确定系统薄弱环节和危及系统安全的故障、制订电压稳定预防/校正控制策略等，可归纳为静态电压稳定的安全指标、控制与故障选择和筛选三个主要方面。静态电压稳定的控制将在本篇另辟章节介绍。

2.1.1 静态电压稳定的安全指标

通常将静态电压稳定的安全指标分为状态指标和裕度指标两大类。状态指标法以静态电压稳定临界点处的某种已知指标值为基准，将当前运行点处该指标的值与基准值比较，以此确定电压稳定的程度，其代表方法有灵敏度法、模式分析法、潮流多解法、基于戴维南等值的方法等。裕度指标法将静态电压稳定临界点与当前运行点间某一变量的差值作为电压稳定的裕度，目前广泛使用的为功率裕度，即系统在当前总负荷功率基础上尚可增加的负荷总功率。裕度指标法的关键在于如何克服静态电压稳定临界点处潮流雅可比矩阵奇异所带来的计算困难，其代表方法是连续潮流法、直接法、基于最优潮流的方法、最近电压崩溃点法等。以下简单介绍一些常见的方法。

（1）灵敏度法。在电压稳定临界点处，负荷节点电压对负荷功率的灵敏度趋于无穷大。灵敏度法根据这一原理分析当前运行点处系统变量对某种干扰的灵敏度，并用它判别系统的电压稳定性。在单机单负荷系统中，灵敏度法能严格、准确地反映系统的极限输电能力，但在复杂系统中，这种方法的正确性不能得到严格的保证。目前该方法在探测系统稳定薄弱点、评估控制手段的有效性等方面有较多的应用。

（2）模式分析法。在电压稳定临界点处，潮流方程雅可比矩阵的最小模特征值为零。模式分析法根据这一原理利用当前运行状态下最小模特征值的大小评估电压稳定性，利用最小模特征值所对应的特征向量评估系统的薄弱节点、关键支路和发电机等，这些对系统运行状态的监测、确定有效的无功补偿位置、制订提高电压稳定性的控制措施具有一定意义。

（3）潮流多解法。潮流多解法的基本理论见本章 1.1.2。进一步的研究发现，最后融合的一对潮流解所对应的高低电压解的算术均值恰好是某一电压稳定临界点的电压值。因此，在求得与正常高电压解对应的特定低电压解后，就可方便、迅速地求得电压崩溃临界点状态，从而得到电压稳定裕度的某种估计；也可基于高低电压解间的距离定义电压稳定的状态指标。潮流多解法的难点在于相应低电压解的计算。

（4）连续潮流法。该方法通常用来求取给定负荷/发电变化模式下负荷总功率或断面功率 P 与节点电压 U 的 $P-U$ 关系曲线，这对电力系统运行具有较大的参考价值，是目前静态电压稳定性分析的主流方法。连续潮流法包含参数化策略、预测、校正和步长控制策略四个环节，其中用以克服临界点处潮流方程奇异性的参数化策略是关键，主要有局部参数化方法、弧长参数化方法、同伦方法三种。图 11.6-10 给

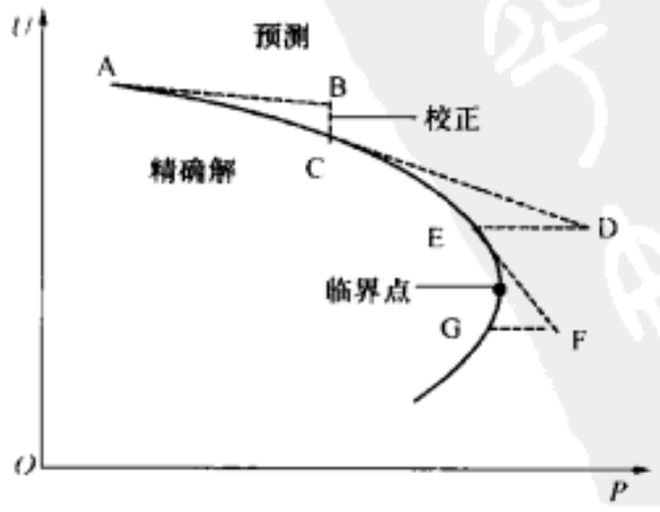


图11.6-10 连续潮流法的计算序列示意图

出了使用局部参数化连续潮流法计算 $P-U$ 曲线的原理。计算过程从当前运行点 A 开始，通过增长功率 P 得到 $P-U$ 曲线的一个预测点 B，然后固定功率 P 通过校正得到 $P-U$ 曲线上的一个精确解 C；在 $P-U$ 曲线曲率较大处，则通过减小步长保证预测点接近精确解；在电压稳定临界点附近，用某一薄弱节点的电压作为参数，校正时固定该节点电压，从而线段 DE、FG 为水平方向，预测时也相应改为减小这一参数，而非增大功率 P。

（5）基于最优潮流的方法。该方法将静态电压稳定临界点计算问题描述为一个非线性规划问题，目标函数为系统总负荷最大，等式约束为潮流方程，不等式约束包括发电机无功容量约束、节点电压约束、电容/电抗器补偿约束、有载调压变压器分接头调节上下限约束等，可采用各种最优潮流方法进行求解，是目前静态电压稳定性分析的重要方法之一。由于该方法的数学模型可考虑电压稳定的控制手段，故也能给出预防/校正控制策略。

除上述两类指标外，系统安全运行极限指标，如最大断面功率、最低无功储备等，也为实际电力系统运行人员所重视，其计算可借助于相关的裕度指标分析方法。此外，静态电压稳定性分析还有潮流可行域法、电压稳定的风险指标法、神经网络方法、专家系统法、模糊推理法等，限于篇幅，这里不详细介绍。

2.1.2　静态电压稳定的故障选择和筛选

在我国，电力系统的电压稳定性同样需满足 $N-1$ 安全准则。随着静态电压稳定实时监控技术和暂态及中长期电压稳定性分析技术的日趋成熟，电压稳定故障选择和筛选算法得到了较大发展。电压稳定的故障选择算法从全部故障集中选出若干个对电压稳定性影响最大的故障状态，故障筛选算法则可进一步减少需详细分析的故障状态数，以加快故障分析的速度。

由于所研究的问题不同，静态电压稳定的故障选择和筛选算法不能简单套用静态安全分析和功角稳定性分析中的相应方法。目前广泛使用电压稳定功率裕度对各类系统参数的灵敏度法、各种计算简单的电压稳定状态指标方法等，这些方法在一定的分析精度条件下较好地满足了分析速度的要求。

2.2　小干扰电压稳定性分析

小干扰电压稳定性分析将描述电力系统的微分代数方程在当前运行点处线性化，消去代数约束后形成系统状态矩阵，通过该矩阵的特征值和特征向量，分析系统的稳定性和各元件的作用。

由于电压稳定的时间框架很长，涉及的元件很多，实用中不可能对系统的全部动态过程详细建模，而是根据研究对象的特点采取一些简化措施，分为长期和暂态小干扰分析两种形式。前者用于研究诸如有载调压变压器分接头动作等时间常数较大的动态过程，后者用于研究发电机及其励磁控制系统等时间常数较小的动态过程。由于在动态过程中，系统运行点可能会较大地偏离慢动态的平衡点，从而导致快动态平衡点吸引域的减小，故对包含慢动态和快动态的混合模型进行小干扰分析可能导致不正确的结论。

小干扰电压稳定性分析一般很少单独进行，通常都将其与连续潮流或长期电压稳定仿真相结合，用以分析负荷增长或系统长期动态过程中的稳定性，并可根据小干扰分析结果制定预防控制策略。

2.3　暂态电压稳定性分析

暂态电压稳定性研究的理论依据主要是 CIGRE 工作组提出的暂态电压稳定机理（见本章 1.2.1 相关内容），形成两个主要研究内容：感应电动机和 HVDC。其中，感应电动机是目前暂态电压稳定的主要研究内容。

在数学模型的建立上，除了使用更精细的负荷模型及考虑影响负荷侧电压变化的因素外，暂态电压稳定性研究和通常的功角稳定性研究几乎完全一样，故基本上可以套用现有的功角稳定性分析方法。目前在这方面尚缺少一个明确、公认的分析指导准则。

2.4　鞍结分岔理论

分岔理论研究非线性系统在参数变化下是否能保持原来的性态，而静态电压稳定研究系统在何种负荷水平下稳定运行点发生了定性改变。两者之间存在着较密切的联系。

分岔理论表明，非线性系统在参数变化下可能有鞍结分岔［Saddle-Node Bifurcation，亦称极限点（Turning Point）分岔］、霍普夫（Hopf）分岔、叉形（Pitchfork）分岔、跨临界（Transcritical）分岔、同宿（Homoclinic）分岔等多种分岔形式。对一般的单参数非线性系统，仅鞍结分岔和霍普夫分岔是普适的，即它们在其他参数的小干扰下可以保持原有的性态。多参数系统的分岔比较复杂，且迄今仍无高效的分析手段，故一般很少讨论。

电力系统具有线路等系统参数和负荷水平及发电机出力等运行参数，故是一个多参数系统。为了能利用单参数系统分岔理论，研究中假设负荷和发电机的变化方向已知，将该方向下变化的大小作为参数。根据分岔理论，系统具有普适的鞍结分岔和霍普夫分岔。鞍结分岔对应于单调的失稳形式，可作为静态电压失稳的一种数学描述。霍普夫分岔对应于振荡的失稳形式，可作为次同步振荡、低频振荡等现象的一种数学描述。

在将静态电压稳定临界点与鞍结分岔点相联系的基础上，电压稳定的静态分析方法可以有一个动态解释，即静态电压稳定临界点处潮流方程雅可比矩阵的右零特征向量指示了状态空间中电压崩溃初始动态的方向。这一结论也适用于交直流混合系统。它部分地保证了静态电压稳定分析的合理性和静态电压稳定预防控制的有效性。

3　电力系统电压稳定性与功角稳定性的关系

3.1　电压稳定性与功角稳定性关系的概念

单纯的电压稳定性问题和功角稳定性问题仅在特殊的极端情况下才能出现，即单机无穷大系统只存在功角稳定性问题，而单负荷无穷大系统只存在电压稳定性问题。当系统不是这两种极端情况时，电压稳定性问题和功角稳定性问题将或多或少地同时存在。

由于电容器等无功补偿设备可视为依赖电压的无功负荷，故电力系统的电压基本上由发电机支撑。发电机功角的失稳通常都伴随着负荷节点电压的快速下降，在保护未能解列失步的系统时还可能出现持续的电压振荡，故电压稳定性与发电机电压调节特性及各发电机间同步运行能力有关。另一方面，与电压稳定密切相关的负荷特性也是影响功角稳定性的重要因素之一，负荷节点电压的跌落或负荷失稳同样会影响到功角稳定性。因此，电力系统电压稳定性和功角稳定性之间必然存在一定的联系，特别是在暂态时间框架下，两者的耦合非常紧密。电压稳定性与功角稳定性关系的研究难点在于如何定量地确定两者间的区别。

由于电压稳定性主要与负荷及其特性相关，而功角稳定

性主要与发电机间同步运行的能力有关，故有电压稳定性基本上是负荷的稳定性，而功角稳定性主要是发电机的稳定性这一说法。然而这一观点无益于电压稳定性和功角稳定性关系的研究，相反却有割裂两者关系的倾向。

也有一种观点认为电压稳定性和功角稳定性之间的区分并不重要，即：是电压失稳导致功角失稳，还是功角失稳导致电压失稳，亦或是电压和功角同时失稳，需要对事故录波结果进行十分仔细的分析才能回答。

IEEE 和 CIGRE 联合工作组 2004 年在其报告中指出：功角稳定和电压稳定的区别并不是基于有功/相角和无功/电压幅值之间的弱耦合，而是基于出现持续不平衡的相反作用力的变量，以及显示不稳定发生的主要系统变量。这从不稳定性的根源触及了电压稳定性和功角稳定性的本质区别。对此我们作如下的进一步阐述：对功角稳定问题，相反的作用力由发电机主轴上的输入机械转矩和输出电磁转矩构成，其不平衡导致了转子的增速或减速，引起了发电机功角的摇摆，导致系统的功角稳定性问题。对电压稳定问题，相反作用力可理解为负荷需求和负荷供给，其不平衡导致了负荷节点电压的变化，严重时将出现负荷需求不能被负荷供给所满足的情况，进而引发电压崩溃。

总之，电压稳定性和功角稳定性关系的机理解释、分析方法都有待于深入研究。

3.2 电压稳定性与功角稳定性关系的常用分析方法

电压稳定性和功角稳定性的研究在数学模型上无本质区别，仅要求对影响各自稳定性的关键因素进行准确的建模。常见的电压稳定性与功角稳定性关系的分析方法可归纳为如下几个方面。

3.2.1 静态稳定极限

如前所述，静态电压稳定崩溃点对应于潮流方程的鞍结分岔点。而静态功角稳定临界点对应于功角曲线的顶点，从鞍结分岔的角度来说，该顶点就对应于初始运行点的稳定平衡点与不稳定平衡点在静态稳定临界点处的融和，在更大的发电机出力下，系统没有平衡点。可见，鞍结分岔理论可以统一处理静态电压稳定和静态功角稳定的极限，尽管这一定性解释对电压稳定性与功角稳定性的定量分析没有直接帮助。

3.2.2 小干扰线性化矩阵的特征值

由小干扰特征值分析电压稳定性与功角稳定性的关系有两种形式。

第一种形式基于潮流方程。将潮流方程在当前运行点处线性化，分析潮流雅可比矩阵最小模特征值 λ_{min} 及与此特征值强相关的状态变量和控制变量。如果 λ_{min} 与电压角度强相关，则认为系统倾向于静态功角失稳；如果 λ_{min} 与电压幅值强相关，则倾向于静态电压失稳。同理，如果 λ_{min} 与有功功率强相关，则认为不稳定是由有功输送功率过大引起的；如果 λ_{min} 与无功功率强相关，则不稳定是由无功功率缺额引起的。

另一种形式基于电力系统全动态模型。针对全模型，分别忽略负荷动态和发电机动态，得两种简化模型，线性化后消去代数变量，可得两种系统状态雅可比矩阵，记为 $\boldsymbol{A}_g$ 和 $\boldsymbol{A}_l$，它们分别描述了忽略负荷动态的发电机动态稳定性和忽略发电机动态的负荷动态稳定性。进一步的研究表明，矩阵 $\boldsymbol{A}_g$ 和 $\boldsymbol{A}_l$ 将同时具有零特征值。利用 $\boldsymbol{A}_g$ 和 $\boldsymbol{A}_l$ 的最小模特征值 λ_{min}（$\boldsymbol{A}_g$）和 λ_{min}（$\boldsymbol{A}_l$）的大小，可定量分析系统是倾向于电压失稳，还是倾向于功角失稳。

3.2.3 能量函数法

从能量函数法的角度来看，系统运行的稳定平衡点对应于势能阱中的最低点，不稳定平衡点位于势能阱阱壁上的局部势能最小点，它们有电压失稳、功角失稳等模式的区别。由于系统中总存在随机小干扰，故实际运行点总在势能最低点附近。如果电压失稳模式的不稳定平衡点所具有的势能是如此之低，以至于随机干扰都能使系统在该不稳定平衡点附近逸出势能阱，则系统就发生了长期或静态电压不稳定。对暂态电压失稳来说，如果故障后系统轨线导向电压失稳模式的不稳定平衡点，并在其附近逸出势能阱，则认为系统发生了暂态电压失稳。可见，能量函数法可以统一处理大/小干扰下的电压稳定性和功角稳定性，将两者关系的问题转化为相关不稳定平衡点性质的问题，具有物理概念清晰的优点。

4 电力系统电压稳定性的实例

近 20 年来，在世界范围内发生过多起电压失稳事故。以下仅举两例表明电力系统丧失电压稳定性的典型特征。

4.1 日本东京电力系统 1987 年 7 月 23 日的电压崩溃事故

日本东京电力系统 1987 年 7 月 23 日发生了一次典型的电压崩溃事故，损失负荷 8168MW，影响 280 万用户，最长停电时间达 3 小时 21 分，两个 500kV 变电所和一个 275kV 变电所全部停止运行，13 条铁路线停运，自来水中断，银行计算机系统中断，给社会生活造成了混乱。

事故发生在一个炎热的午后，事故前电网频率和电压正常，但系统负荷异常高；从 13 时开始，负荷需求快速上涨，增加速度达 400MW/min，远大于估计值，系统电压开始下降；13 时 07 分，全部并联电容器投入运行；13 时 15 分，500kV 主干电网的电压降到约 460kV（0.92p.u.）；13 时 19 分，西部主网电压下降至 370kV（0.74p.u.），负荷中心主网电压降为 390kV（0.78p.u.），此时西部两个 500kV 和一个 275kV 变电站继电保护动作，导致变电站全部停止运行；13 时 23 分电网开始恢复；16 时 40 分全部恢复。图 11.6-11 给出了事故时 4 个 500kV 变电所的电压变化曲线。

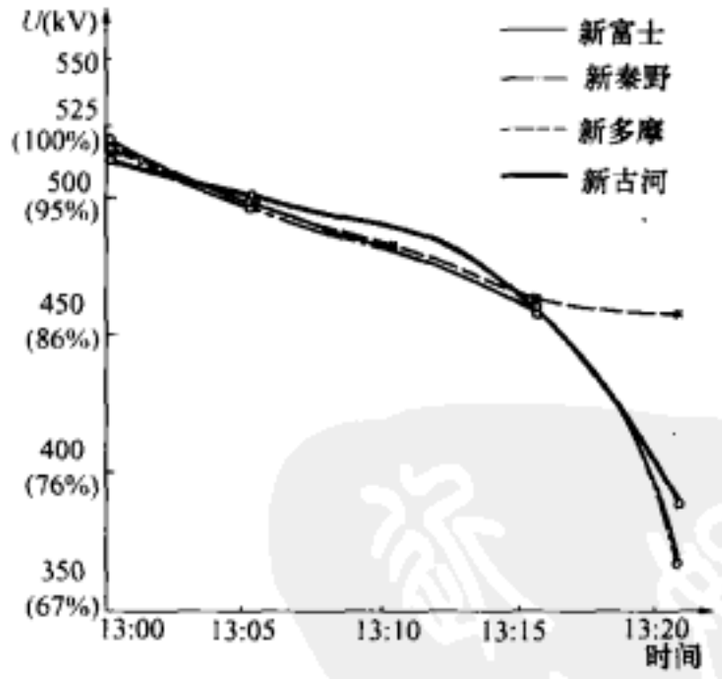


图 11.6-11 东京电网 4 个 500kV 节点电压录波图

这一电压崩溃事故的一个重要特点是没有其他故障和非正常运行工况，其他线路和发电机均未跳闸。在低电压下，即使并联电容器全部投入，电网电压仍持续下降。全部停止运行的 3 个变电站是由于线路低电压、大电流而导致的距离保护跳闸。新型空调器的不良特性以及各电压等级有载调压变压器的调节被看作是造成这起事故的主要原因之一。

4.2 美国西部电网 1996 年 7 月 2 日的电压崩溃事故

美国西部电网（WSCC）是美国供电范围最大的一个联

合系统。1996 年 7 月 2 日的事故影响 200 多万用户，损失负荷 10576MW。大多数用户在事故发生后 30min 内恢复供电，但整个系统在 6 小时 21 分钟后才全部恢复供电。

事故前潮流为北电南送，西海岸输电走廊接近满载，电网东部 Jim Bridge 电厂有 3 条 345kV 出线，4 台机组出力 2100MW。13 时 24 分 37.18 秒，Jim Bridge 电厂的一条线路因对地闪络跳闸，安全自动装置联切两台机，减少出力 1000MW，随之电网中部的爱达荷州 Boise 市地区及俄勒冈州南部系统 500kV 电压开始下降。大约 23 秒后，一条 230kV 线路因过负荷导致阻抗保护三段跳闸，Boise 市地区及俄勒冈州南部 500kV 系统电压立即下降，电压崩溃发生。数秒钟后，Boise 市地区向北的 4 条 230kV 线路相继由阻抗保护跳开，1.5s 后西海岸输电走廊的三条 500kV 线路也相继由阻抗保护跳开。这导致潮流涌向东部网络，稳定破坏，若干振荡解列装置动作。在电压崩溃和系统振荡过程中，还有一些线路与机组跳闸，WSCC 分解为 5 个孤岛系统。图11.6-12 为 WSCC 电压崩溃事故中 Malin 500kV 节点电压的录波图。

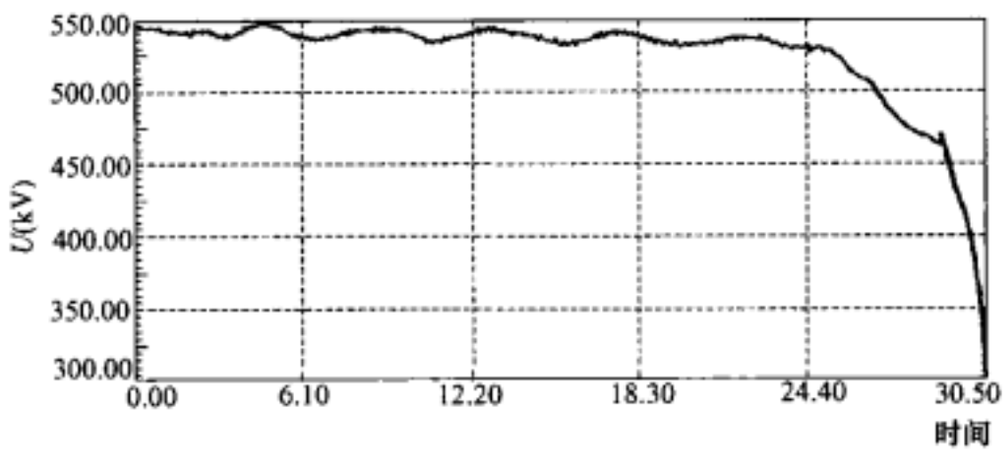


图 11.6-12　WSCC 系统 Malin 500kV 节点电压录波图

从电压录波可见，Malin 500kV 节点电压在第 24 秒开始出现了迅速下降，由 530kV 左右跌至 30 秒时的 300kV，伴随着这一过程，系统中的输电线有功功率和无功功率也发生较大变化，系统频率变化 0.15Hz 左右。该事故被认为是一个典型的暂态电压崩溃事故。

4.3　电压失稳的典型特点

电压失稳事故的发生具有突发性和隐蔽性，运行人员在电压失稳事故的形成期间很难察觉，往往不能及时采取紧急控制措施，一旦形成电压崩溃就很难挽回。从系统运行的角度来说，电压失稳具有如下特征：

(1) 电压失稳前，系统往往处于重载条件，系统运行备用紧张，线路潮流接近最大功率极限。

(2) 电压失稳的起因较多，系统负荷的持续增加、大的突然干扰、失去重要发电机和重载线路、运行人员操作或事故处理不当、继电保护误动作等都能引起电压失稳。

(3) 局部无功短缺是大部分电压失稳的共同特点，这使得局部电网电压低，进而导致电力系统自动调节和保护装置及负荷的变化，恶化了系统的运行条件。

(4) 各种控制缺乏协调是导致电压不稳定发生和发展的重要因素。

(5) 连锁故障往往是电网安全的致命打击，它将扩大无功不平衡，或引起极大的功率转移，最终击垮电网，在这个过程中继电保护的动作扮演了重要的角色。

第 7 章 电力系统次同步振荡

1 电力系统次同步振荡的基本理论

1.1 电力系统次同步振荡的基本概念及有关定义

早在 20 世纪 30 年代，人们就发现发电机在容性负载下或经串联电容补偿的线路接入系统时，在一定的条件下可能会发生“自激”。此外，在投切空载长输电线路时，由于线路分布电容的存在，在某些运行情况下也可能会引起“自激”。在有些文献中，“自激”又称为“自励磁”。当发生异步自励磁时，同步发电机定子电流中的次同步频率（即定子回路电感和电容的谐振频率）分量是靠同步发电机对此分量发出的异步功率来维持的，这是一种单纯的电气谐振。在此谐振频率下，同步发电机相当于一台异步发电机，它提供了振荡时所需要的能量。这种自激方式通常又称为“异步发电机效应”或“感应发电机效应”。尽管人们早已在实际电力运行中发现了感应发电机效应，并观察到了所伴随的次同步频率自激振荡现象，但由于早期发现的这种振荡造成的危害不大，且问题很快得到了解决，所以这个问题并没有引起人们的特别关注。

1970 年和 1971 年，美国 Mohave 电厂相继发生了由于线路串联电容补偿作用造成两台大型汽轮发电机组转子大轴损坏的严重事故。事故的发生使国际电力工程界意识到，输电线路的不恰当串联电容补偿不仅会引起电力系统“自激”运行状态的发生，同时电力系统中机电耦合作用还可能会诱发一种新的更严重的机电耦合振荡。由于该振荡的频率明显高于人们当时已经熟悉的“低频振荡”频率，又低于系统的同步频率，因此，将这种机电耦合振荡称为“次同步谐振”。

根据 IEEE 次同步谐振特别工作小组（Subsynchronous Resonance Working Group，SSRWG）的定义，次同步谐振（Subsynchronous Resonance，SSR）是指在特殊运行状态下，电力系统中的电气系统和汽轮发电机组的机械系统之间以低于系统同步频率的某个或多个振荡频率交换能量，导致汽轮发电机轴系受到损害的动态过程。次同步振荡（Subsynchronous Oscillation，SSO）的概念比次同步谐振的概念范围大一些，它在更广的范围内研究机电耦合系统的相互作用，以及汽轮发电机组和诸如 PSS、HVDC 以及 FACTS 控制器等电气设备之间的相互作用。

1.2 次同步振荡产生的机理

次同步振荡产生的机理常用图 11.7-1 所示的简单电力系统进行分析，在图 11.7-1 所示的电力系统中，一台发电机经升压变压器升压后，通过传输线向远方的无穷大电力系统送电。由于输电距离较远，为了增加传输线路的输电能力，在线路中串联了补偿电容，以补偿输电线路的电感。图中，发电机的内电抗用其次暂态电抗 X'' 表示；无穷大电力系统的电压为 U_0；串联补偿电容的容抗为 X_C；升压变压器的漏电抗和各种损耗一起用 X_T 和 R_T 表示；输电线路的电抗为 X_L，为简单起见，其电阻并入变压器电阻 R_T 一起考虑。以上所有的电抗值皆为在系统同步频率下的值。

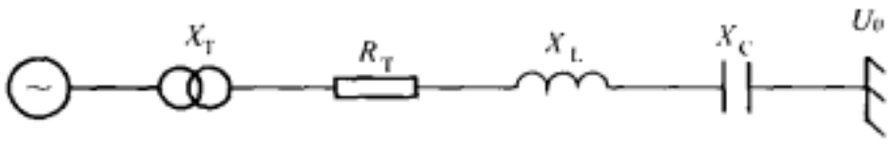


图 11.7-1 一个简单的单机对无穷大电力系统

这个电路存在一个自然电气振荡频率 ω_n，即

$$\omega_n = \frac{1}{\sqrt{LC}} = \frac{\omega_0}{\sqrt{(\omega_0 L)(\omega_0 C)}} = \omega_0\sqrt{\frac{X_C}{X_{L\Sigma}}} \quad \text{(rad/s)} \tag{11.7-1}$$

或

$$f_n = f_0\sqrt{\frac{X_C}{X_{L\Sigma}}} \quad \text{(Hz)} \tag{11.7-2}$$

其中，f_0 为系统的同步频率（Hz），$\omega_0 = 2\pi f_0$，且有 $X_{L\Sigma} = X_T + X_L + X''$。

假设在某一稳态运行情况下，机组轴系上受到一微小干扰，使发电机转子产生绝对角位移增量 $\Delta\theta$，即

$$\Delta\theta = A\sin\omega_m t \tag{11.7-3}$$

其中，ω_m 为轴系某一自然扭振频率的标幺值。相应的角速度增量为

$$\Delta\omega = A\omega_m\cos\omega_m t \tag{11.7-4}$$

转子的这一运动在发电机定子中将产生次同步频率（$1-\omega_m$）和超同步频率（$1+\omega_m$）的电压分量以及相应的电流分量，其中的电流分量会感应滑差频率 $f_0 \pm f_n$ 的转子电流和转矩。当定子回路的电磁振荡频率 ω_n 与轴系的某一自然扭振频率为 ω_m 互补，即当 ω_n 和 ω_m 之和为同步频率时，发电机转子频率为 ω_m 的振荡分量在定子绕组中所引起的次同步频率（$1-\omega_m$）分量将产生负阻尼作用，从而形成机械系统与电气系统间的相互激励。如果这种激励能抵偿或超过机械和电磁振荡中的各种阻尼和电阻的功率消耗，则振荡便得以维持或甚至发散。这便是具有串联电容补偿的电力系统中发生次同步谐振的机理。由于定子回路的谐振频率一般不超过同步频率，而且超同步分量电流所形成的转矩将产生正阻尼作用，因此一般不会出现超同步的谐振。

1.3 汽轮发电机轴系扭振的模态分析

汽轮发电机的转子是一个大型的机械系统，大容量汽轮发电机组转子总长超过 50m，质量超过数百吨，根据转子各轴段功能的不同，转子上分别安装有转盘，叶片、绕组和其他许多零件，形成质量块，各段轴系之间通过联轴连接起来。机组运行时，轴系各段承受不同方向和不同大小的转矩，如汽轮机各缸轴段上输入的机械转矩，他们的共同作用是使发电机加速旋转，而发电机轴段上承受由于电枢反应产生的电磁转矩，这个转矩对发电机的旋转起制动作用。在正常运行状态下，如果忽略轴系旋转时所受到的阻尼转矩，轴系的加速转矩和制动转矩相等，转子以同步速旋转。但是，运行时的发电机组不可避免地会受到各种干扰的影响，在轴系上这种影响表现为轴段上转矩的变化。由于转子各质量块所具有的惯性和各质量块之间连轴部分所具有的刚性，这种转矩的变化就会在高速旋转的转子轴系各段之间产生复杂的动态行为，称这种动态行为为轴系扭振。

轴系扭振过程中的动态特性用扭振模态（Torsional Shape）进行描述，包括轴系的扭振模式（Mode）和振型两方面的内容。其中，轴系扭振模式表示轴系的扭振频率（也称自然频率），而振型则表示系统各状态量对扭振模式的响应程度。用 IEEE 第一标准模型对一台汽轮发电机组的轴系进行扭振模态分析，该汽轮发电机组轴系的惯性常数、刚性常数及阻尼系数由表 11.7-1 给出。

表 11.7-1　300MW 汽轮发电机组轴系的参数

质量块	HP	IP	LPA	LPB	GEN	EX
惯性常数	0.185 79	0.311 18	1.717 34	1.768 43	1.736 99	0.068 43
刚性系数	19.303	34.929	52.038	70.858	2.822	
自阻尼系数	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
互阻尼系数	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	

扭振模态可以通过求解轴系运动方程式［见本篇第 2 章式（11.2-10）］中矩阵 $\boldsymbol{A}$ 的特征值和相应的特征向量得到，该矩阵具有 6 对复特征根（λ_i，$\overset{*}{\lambda}_i$），$i=1$，…，6，$\overset{*}{\lambda}_i$ 为 λ_i 的共轭复数。每一对复特征根（λ_i，$\overset{*}{\lambda}_i$）决定了轴系的一个振荡模式，与 1 个自然扭振频率相对应，由矩阵 $\boldsymbol{A}$ 特征根的虚部决定，即：I_m（λ_i，$\overset{*}{\lambda}_i$）$=2\pi f_i$。经计算得到该轴系的自然扭振频率分别是：1.67、15.7、20.21、25.55、32.28、47.76Hz，依次与扭振模式 0～模式 5 对应。对于每一种扭振模式（频率），各轴段质量块的相对旋转位移由相应特征根的右特征向量决定，经过归一化处理，即将特征向量的所有元素按比例进行归算，使其中的最大元素为 1，可以得到图 11.7-2 所示轴系扭振的振型图，它表明了轴系各段的相对角位移、扭振模式以及各轴段对各扭振模式的参与程度。

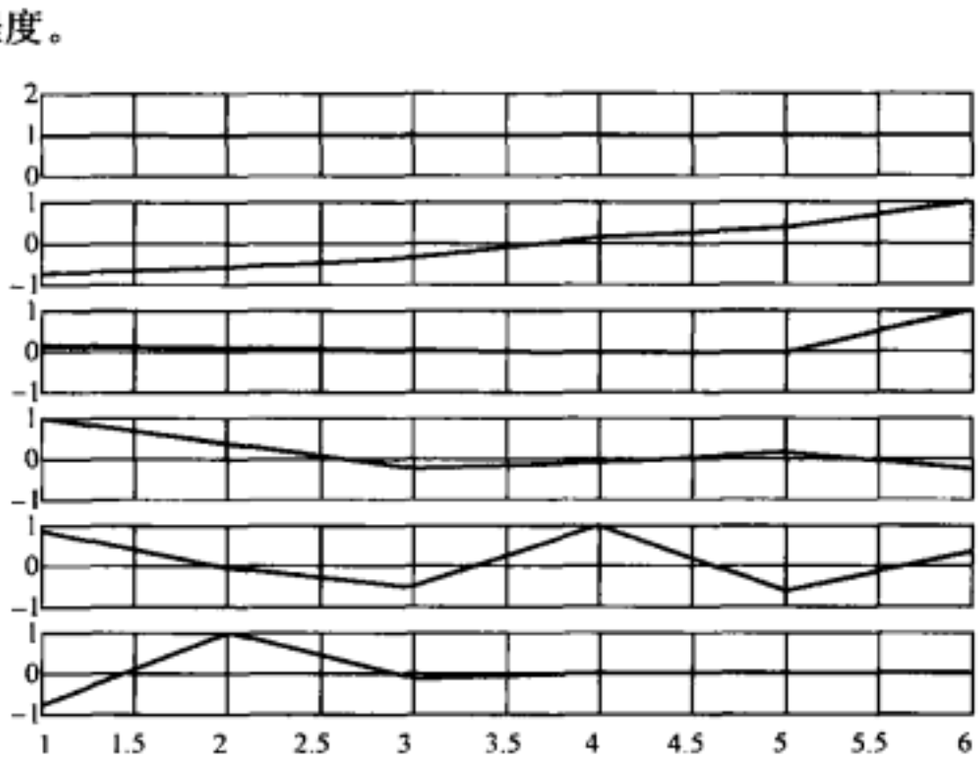


图 11.7-2　6 质量块汽轮发电机轴系的振型

其中 1.67Hz 的振荡模式表示轴系作为一个整体对于电力系统的振荡，称为“0”振荡模式。由振型图可以看出，在这个振荡模式下，5 个质量块对该振荡模式的响应表现出几乎相同的参与程度，意味着轴系各质量块之间不表现出扭振特性，因此，可以近似地将整个轴系看作是一个刚体，对同步旋转坐标系进行“0”振荡模式的摆动。这种振荡模式与电力系统的结构和整个轴系的转动惯量有关，与电力系统稳定性中的低频振荡相对应，有的文献将其称为“共模振荡”。其他 5 个振荡模式是轴系扭振模式，15.71Hz 的轴系扭振称为“1”振荡模式，其他频率的轴系扭振依次称为“2”、“3”、“4”、“5”振荡模式。一般来说，对于 n 个质量块的轴系具有 $n-1$ 个轴系扭振模式。由振型图可以看出轴系各段对该频率扭振的参与情况和相互摇摆的方向。

1.4　电力系统次同步振荡的主要内容

根据 SSRWG 的研究报告，次同步振荡主要包括以下四个方面的内容。

1.4.1　感应发电机效应（Inductive Generator Effect）

感应发电机效应源于同步发电机的转子对低于系统同步频率的次同步频率电流所表现出的视在负电阻特性。由于转子的旋转速度高于定子次同步电流分量产生的次同步旋转磁场的转速，所以从定子端来看，转子对次同步电流的等效电阻呈负值。当这一视在负值电阻大于定子和输电系统在电气谐振频率下的等效电阻之和时，就会产生电气自激振荡，这就是感应发电机效应。感应发电机效应属于只考虑电气动态行为的自激现象，与汽轮发电机轴系无关，因此，感应发电机效应不会导致轴系扭振现象的发生。

1.4.2　扭转振荡（Torsional Oscillation）

当发电机转子产生频率为轴系固有扭振频率的振荡时，它将在定子中感应出次同步频率（与轴系固有扭振频率互补）的电压分量，当该电压分量的频率与电气谐振频率接近时，它将维持转子上产生的次同步转矩。而当次同步转矩与转子转速增量同相位，且等于或大于转子固有机械阻尼转矩时，它就会加剧轴系的扭振，这就是电气系统和发电机轴系的扭转相互作用。在这种条件下，即使因转子振荡而在电枢中感应出很低的电压，此电压产生的电流会加强系统中因干扰产生的次同步电流，合成的次同步电流也会产生足够的扭矩来维持初始的转子振荡，使振荡呈增幅的趋势发展，形成持续的不稳定振荡过程，即次同步谐振过程。扭转相互作用属于考虑机电耦合作用的自激现象，它强调电力系统的电气谐振频率与汽轮发电机轴系固有扭振频率的互补。

1.4.3　暂态扭矩放大（Transient Torque Amplification）

暂态扭矩放大是指汽轮发电机轴系在电力系统大干扰（如各种短路、线路开关的频繁操作、发电机的非同期并网）的作用下，由于机电振荡的相互助增，使发电机的轴系在由干扰类型决定的一个或几个自然频率上相互振荡。严重的暂态扭矩放大可能使轴系在第一个扭振周期内就造成严重破坏。

1.4.4　由电气装置（PSS、FACTS、HVDC 等）引起的次同步振荡

电力系统稳定器（PSS）在电力系统中已获得广泛的应用，在保证电力系统的稳定运行中占有重要的地位。但 PSS 在对系统低频振荡模态（振荡频率为 0.1～2.0 Hz）提供良好阻尼的同时，可能将一个或多个对应于轴系次同步扭振模态频率的振荡信号注入发电机励磁绕组，从而激发轴系扭振模态的次同步振荡。高压直流输电系统（HVDC）的换流器能够产生很宽频带的电流，如果由于采用了不恰当的控制策略，使 HVDC 系统的控制回路对次同步电流呈正反馈，则有可能会激发汽轮发电机组的轴系扭振。此外，各种 FACTS 控制器的引入也可能会导致 SSO 现象的产生。研究电力系统中这些重要设备对轴系扭振的影响，也是次同步振荡研究的重要内容之一。

水轮发电机组的转子包括水轮机转子和发电机转子。如果机组有同轴驱动的励磁机，则还应附加相应的转子质量，其结果是最多有两个扭转振荡模态。这类发电机组，发电机转子的转动惯量比水轮机转子的转动惯量高 10～40 倍，扭转振荡自然频率在 6～26Hz 范围内。截至目前，国内外还没有报道过水轮机组和电网之间出现不利的动态相互作用的问题，其主要原因可以归结为：

（1）发电机转子的转动惯量相对于水轮机和励磁机的惯量来说大很多，对发电机的干扰很难激发扭转振荡，这有效地保护了水轮机转子的机械系统。

（2）水轮机存在黏滞阻尼作用，使水轮发电机组扭转振荡的固有阻尼明显高于汽轮发电机组，因此有效避开了它们之间的不利相互作用。

2 电力系统次同步振荡的分析方法

2.1 时域仿真法

利用时域仿真法研究电力系统次同步振荡的的优点是，可以详细考虑发电机、轴系、各种电力系统控制器的模型，精确模拟线路开关操作、各种类型的故障、断路器的动作等，还可以考虑各种非线性设备的暂态过程。网络元件可以采用集中参数模型，也可采用分布参数模型，发电机组轴系的弹簧—质量块可以划分得更细，甚至可以采用分布参数模型。既可用于大干扰下次同步振荡的研究，也可用于小干扰下次同步振荡的研究。缺点是只能确定各变量随时间的变化轨迹，却淹没了次同步振荡产生的原因以及系统失稳的机理，不能提供有关次同步振荡稳定运行域的任何信息。难以鉴别次同步振荡的影响因素及提出预防对策。而且，将这种方法用于研究小干扰下的次同步振荡时，存在以下两个困难：

（1）需要很长的仿真时间来确定转矩或转速的变化率，以便确定振荡是否稳定，这在实用中有时是不可能做到的。

（2）轴系模型用的是质量—弹簧模型，需要输入质量块的机械阻尼系数和弹簧块的材料阻尼系数，而目前测得的机械阻尼是模态下的阻尼，将它转化为质量—弹簧模型下的阻尼是有困难的。

2.2 特征值分析法

在这里，特征值分析法又称模态分析法，是一种基于小干扰线性化模型的分析方法，通过求解状态方程系数矩阵的特征值和特征向量，可以判断系统的稳定性，得到与轴系扭振阻尼特性相关的信息，找出与特定扭振模式强相关的质量块，以便进行监测；对扭振模式，特别是有次同步振荡危险的模式，进行灵敏度分析，以便采取有效的预防措施。特征值分析法非常有效，能够深入理解系统特征的大量信息，容易分析对策实施前后的特征值变化情况，与线性控制理论相结合还可用于设计控制器以抑制次同步振荡。

特征值分析法是一种严格的、准确的、基于线性系统理论的分析方法，由于具有上述优点，在电力系统次同步振荡的研究中具有重要的地位，是分析 SSR 的主要方法之一。尽管从理论上讲，只要可以得到各种电力系统的模型，就可以分析任意复杂电力系统的次同步振荡和轴系扭转振荡现象。但由于电力系统越来越发展成为一个超大规模的动力系统，随着系统中母线数和动态元件个数成倍的增加，线性化系统系数矩阵的维数可能会高达数十万以上其特征值分析不可避免地会碰到所谓的“维数灾”问题。在这种情况下，如何高效、准确地求得系统的特征值是一件困难的事情。

2.3 频率扫描法

频率扫描分析法是一种近似的线性化分析方法，利用该方法分析电力系统次同步谐振时，可以筛选出具有潜在次同步谐振问题的系统条件，同时可以确认系统中对次同步谐振问题不起作用的部分。

采用频率扫描分析法时，在每个有潜在次同步谐振危险的汽轮发电机机端注入三相对称单位电流，并记录该母线上的电压。在次同步振荡频率域内连续改变注入电流的频率，阻抗发生突变的频率即电网的电气谐振频率，若它和该发电机某一机械共振频率（即轴系的某一模态）之和等于工频，则判断在此系统结构下会发生次同步振荡。频率扫描法计算的结果可以得到两条曲线：一条是次同步谐振等值阻抗的实部（SSR 等值电阻）随频率而变化的曲线；另一条是 SSR 等值阻抗的虚部（SSR 等值电抗）随频率而变化的曲线。根据这两条曲线，可对次同步谐振的三个方面问题（异步发电机效应、机电扭振互作用和暂态力矩放大）进行初步的估计。

如果 SSR 等值电抗等于零或接近于零所对应的频率点上的 SSR 等值电阻小于零，则可以确认存在异步发电机效应。而等值电阻负值的大小则决定着电气振荡发散的速度。该电气振荡并不意味着会引起轴系的负阻尼振荡，但对电气设备而言，可能是不能容忍的。如果已经知道机组机械系统的参数（如固有扭振频率及其固有机械阻尼），则采用频率扫描法还能对机电扭振相互作用及暂态力矩放大作用进行分析。机电扭振相互作用可以使轴系中的弱阻尼扭振模式不稳定，而对应频率下的 SSR 等值导纳的大小直接与该扭振模式的负阻尼相关，因此可以通过频率扫描法进行估计。频率扫描法也可用来确定是否存在暂态力矩放大作用。如果 SSR 等值电抗达到极小值的频率点与机组的固有扭振频率接近互补，就有可能存在暂态力矩放大作用。在这种情况下，就应该用电磁暂态过程仿真程序（如 EMTP）作进一步的研究。同样地，如果等值电抗达到极小值的频率点与机组的固有扭振互补频率相差大于 3Hz，则可以排除暂态力矩放大作用。SSR 的分析通常从频率扫描开始，因为它是一种最省力而有效的方法。利用频率扫描程序分析多种系统结构和多种串联补偿度的 SSR 问题所需要的成本比采用其他方法所需的成本低得多。对用频率扫描法已确认的 SSR 问题，其严重程度还需要通过其他模型来加以校核。

频率扫描分析法通过对机网谐振过程中发电机组轴系动态过程的等效电阻以及发电机和电气网络等值阻抗的计算，求出系统在某一谐振频率下的总等值阻抗，再根据这一等值阻抗中电抗为零的谐振频率处系统总等值电阻的正或负来判别系统次同步谐振。如果电阻为负，则认为系统将发生对应于该频率的次同步谐振，而且认为这一负电阻是为消除系统的次同步谐振而应在发电机端口所串联的最小电阻值；如果电阻为正，则认为系统不会发生次同步谐振。在分析过程中，该方法将输电网络、负荷和系统中其他的发电机组对于所研究发电机次同步谐振的影响，用一个对应于转子干扰频率的等值阻抗来表示，而没有考虑其他发电机组以及输电网络电磁暂态过程的影响。因此，这种方法虽然原理简单，但却无法准确地判别电力系统的次同步谐振。

2.4 复转矩系数法

复转矩系数法是在特征值分析法的基础上发展起来的一种用来对电力系统次同步谐振动态行为进行分析的方法。与特征值分析法一样，它基于线性化原理，也需要得到全系统的线性化模型。但是，它可以克服特征值分析法的维数灾问题。

复转矩系数法用两个复转矩系数 C_e（jω）和 C_m（jω）分别表示次同步振荡时的脉动电磁力矩和机械动态力矩。其中，C_e（jω）和 C_m（jω）的虚部分别表示电气部分和机械

部分在振荡频率 ω 下的等效阻尼，通过对系统作频率扫描并比较这两个等效阻尼系数的大小，可以判断系统是否存在次同步振荡的危险。

复转矩系数法的基本原理是：在系统中的某一发电机转子相对角度 δ 上施加一频率为 f（$f<50$Hz）的强制小幅值振荡 $\Delta\delta$，即

$$\Delta\delta = \Delta\delta_m e^{j\omega t} \tag{11.7-5}$$

其中，$\omega=2\pi f$，$\Delta\delta_m$ 为振荡幅值。通过计算可以分别得到由小幅值振荡 $\Delta\delta$ 引起的该发电机电气系统和机械系统的电气复转矩增量 ΔT_e 和机械复转矩 ΔT_m，定义等效电气复转矩系数 $K_E(j\omega) = \Delta T_e/\Delta\delta$，和等效机械复转矩系数 $K_M(j\omega)=\Delta T_M/\Delta\delta$。通常，$K_E(j\omega)$和 $K_M(j\omega)$为复数，具有如下式所示的形式

$$K_E(j\omega) = K_e(\omega) + j\omega D_e(\omega) \tag{11.7-6}$$

$$K_M(j\omega) = K_m(\omega) + j\omega D_m(\omega) \tag{11.7-7}$$

式中：K_e、D_e 分别称为机械弹性系数和阻尼系数；K_m、D_m 分别称为电气弹性系数和阻尼系数，D_e 和 D_m 均是频率 ω 的函数，表明在不同的系统频率下机械系统和电气系统对与 ω 相应频率振荡的阻尼特性。

通过比较这些系数，就能分析这一系统在频率 f 下的振荡特性。次同步振荡的判别式如下

$$[D_m(\omega) + D_e(\omega)]_{K_m(\omega)+K_e(\omega)=0} < 0 \tag{11.7-8}$$

因此，当频率 f 由零向系统的同步频率 50Hz 变化时，可以在平面上得到系统 K_m、D_m、K_e、D_e 的频率特性曲线。通过在轴系的各个自然扭转振荡频率附近的狭小频率范围内进行频率扫描，应用式（11.7-8）就可以判断系统是否会发生次同步谐振。

2.5　机组作用系数法

这是一种主要的研究直流输电系统与大型汽轮发电机组轴系扭振相互作用的方法。具有定电流（定功率）控制的直流输电系统所输送的功率是与网络频率无关的，因此直流输电系统对汽轮发电机组的频率振荡不起阻尼作用，对汽轮发电机组的次同步振荡也不起阻尼作用。这本身不足以构成次同步振荡不稳定。只有在一系列不利因素同时作用时，才可能产生次同步振荡不稳定。这些不利因素包括：

（1）汽轮发电机组与直流输电整流站距离很近。

（2）汽轮发电机组与交流大电网联系薄弱。

（3）汽轮发电机组的额定功率与直流输电输送的额定功率在同一个数量级上。

当直流输电系统的输送功率大部分由附近的汽轮发电机组供给时，如果出现功率振荡，振荡基本上发生在直流输电整流站和附近的汽轮发电机组之间。如果直流输电系统与附近的汽轮发电机组具有相近的额定容量，情况就变得更为严重。由于定电流调节器的放大倍数随控制角 α 的增加而增加，因此发生次同步振荡的可能性也就相应增加，故必须特别注意这种特殊运行工况下的次同步振荡问题。逆变站附近的汽轮发电机组由于不向直流输电系统提供任何功率，因此一般不会受到可能与直流输电系统相互作用而造成的危害。

IEC 919-3 标准提出了一种定量的筛选工具，用来表征发电机组与直流输电系统相互作用的强弱。这种方法称为机组作用系数法（Unit Interaction Factor，UIF），其具体内容如下。

直流输电整流站与第 i 台发电机组之间相互作用的程度可表达为

$$\mathrm{UIF}_i = \frac{S_{\mathrm{HVDC}}}{S_i}\left(1-\frac{SC_i}{S_{\mathrm{total}}}\right)^2 \tag{11.7-9}$$

式中：UIF_i 为第 i 台发电机组的作用系数；S_{HVDC} 为直流输电系统的额定容量，MW；S_i 为第 i 台发电机组的额定容量，MVA；SC_i 为直流输电整流站交流母线上的三相短路容量，计算该短路容量时不包括第 i 台发电机组的贡献，同时也不包括交流滤波器的作用，MVA；S_{total} 为直流输电整流站交流母线上包括第 i 台发电机组贡献的三相短路容量，计算该短路容量时不包括交流滤波器的作用。

机组作用系数法的判别准则为：若 $\mathrm{UIF}_i<0.1$，则可以认为第 i 台发电机组与直流输电系统之间没有显著的相互作用，不需要对次同步振荡问题作进一步的研究。从式（11.7-9）可见，若 $SC_i\approx S_{\mathrm{total}}$，则随着 $\left(1-\frac{SC_i}{S_{\mathrm{total}}}\right)^2\to 0$，有 $\mathrm{UIF}_i\to 0$。

作为一种用于筛选的方法，机组作用系数法用于研究由直流输电引起的次同步振荡问题是非常简单而有效的。它所需要的原始数据很少，不需要知道直流输电控制系统的特性，也不需要发电机组的轴系参数。式（11.7-9）中的 S_{HVDC} 和 S_i 在计算时是已知的，是系统研究的基础数据；SC_i 和 S_{total} 可由电力系统短路电流计算得到。从公式（11.7-9）还可以看出，UIF 法是一种在本质上不同于其他分析方法的方法，它不直接考虑 HVDC 及其控制系统和汽轮发电机轴系特性，而是用系统短路故障水平对 HVDC 系统和电网耦合的强弱进行评估，从而反映电力系统固有的阻尼能力。因此，对于直流系统或 AC/DC 混合输电系统，机组作用系数法是一种简单、有效的次同步振荡定量筛选方法，它在 HVDC 系统的规划和设计中有着重要的作用，是判断规划中的 HVDC 系统和电网中的发电机组相互作用强弱的重要工具。

3　汽轮发电机轴系与电力系统控制设备间的扭振相互作用

这是一类典型的反映汽轮发电机轴系与电力元件相互作用的振荡行为，目前已经在直流输电系统的换流器控制、电力系统稳定器中表现出来，集中反映在直流换流器控制与次同步振荡的相互作用和电力系统稳定器与 SSO 控制的相互作用两个方面。但是从理论上讲，由于电力系统是一个大型的互联系统，系统中的各种元件的动态特性都是相互影响的，最近已经有研究 FACTS 装置，如可控串联补偿（TCSC）、电力系统综合潮流控制器（UPFC）、静止无功补偿器（STATCOM）等与发电机组次同步振荡相互作用研究的报道，而且也有可能在靠近汽轮发电机组的其他电力设备中，发现它们与汽轮发电机轴系扭振的相互作用。以下仅就目前研究较多的直流输电系统换流器控制和电力系统稳定器控制设备与汽轮发电机组轴系扭振相互作用的机理，分析方法和主要结论进行介绍。

3.1　直流输电系统的换流器控制与次同步振荡的相互作用

直流输电系统的换流器控制与次同步振荡的相互作用是一种轴系扭振不稳定现象，它与换流器控制的固有反馈控制特性有关，由存在于汽轮发电机组速度电压控制单元与换流器的触发角控制之间的紧密耦合所决定。控制器的这类相互作用的大小，与整流器定电流和定功率控制方式有关。在这种控制中，需要实现与整流器母线电压同步的反馈，反馈信

号是发电机组转速和电压，反馈信号作用于整流器触发控制。

在美国 Square Butte 高压直流换流站的一次试验中，第一次观察到直流系统出现 30.5Hz 的次同步谐振电流分量，继而诱发邻近汽轮发电机组严重的轴系扭振的问题。分析结果表明，它与 HVDC 调控系统的动态特性有关。HVDC 对次同步谐振和轴系扭振影响的研究主要集中在如下几个方面：①HVDC 系统触发方式对轴系扭振的影响；②HVDC 系统整流侧调节方式对轴系扭振的影响；③HVDC 系统整流侧调节器参数对轴系扭振的影响；④HVDC 系统输送功率对轴系扭振的影响；⑤HVDC 系统中直流线路参数和整流侧触发角对轴系扭振的影响。

3.2 电力系统稳定器与 SSO 控制的相互作用

这是另外一种形式的轴系扭振相互作用。在这种情况下，电力系统稳定器采用某种可以反映系统低频振荡特性的信号作为输入，通过励磁调节器对发电机的励磁电压进行调节，从而改变发电机的输出功率，在发电机转子上产生阻尼电磁转矩。有文献报道将 PSS 应用于大型汽轮发电机组上时，PSS 在向机组的低频振荡模式提供良好阻尼的同时，有可能向轴系的某个或多个次同步扭振模态提供不可忽视的负阻尼，从而激发轴系扭振，使系统变得不稳定。对这一问题的分析，目前基本采用特征根分析法、频率扫描法和复转矩系数法。这方面的研究主要集中在如下几个方面：

（1）PSS 对轴系扭振所提供的阻尼特性分析。

（2）具有不同反馈信号的 PSS 对轴系扭振所提供的阻尼特性的比较分析。

（3）PSS 传递函数对轴系扭振阻尼特性的影响。

4 同步电机的自激问题

“自激”是同步电机与容性负荷相联运行而参数配合不当时，电力系统可能发生的一种异常现象。以下情况均能使等效容性负载并入同步发电机运行的可能性大大提高：①长距离超高压输电系统的使用使输电线相间及相与地间的电容迅速增加；②为了提高输电线的输电容量，普遍利用串联电容补偿长距离输电线的电感；③高压直流输电系统的应用。自激是一种参数谐振（parameter resonance）现象，但是并非所有的自激现象都可以用参数谐振解释。自激发生时，同步电机的电流自发地单调上升，并产生与发电机的励磁电流不相称的过电压。这些过电压和过电流将使发电机、励磁机、线路或变压器等电力设备受到损坏，带来严重的后果。

需要指出的是，同步电机的自激与电力系统次同步振荡是两个性质不同的问题，因此有些文献不将自激问题归入次同步振荡。本篇仍然按照 IEEE 特别工作小组的建议将这两个问题放在同一章中介绍。

4.1 同步电机自激的形成

从本质上说，当甩负荷发生后，输电线路上的充电电流将引起发电机转子 d、q 轴等值电路上的磁链增加，从而使机端电压变化到某一个较高的值。输电线路上的充电电流还将引起 d、q 轴暂态电抗上电压和变压器高压侧电压的升高。在新的负荷工况下，过高的励磁电压将引起磁链逐步增加。同时电压调节器减少励磁，从而抑制电压的升高。必须指出的是，电压调节器只能控制 d 轴磁链的变化。发电机机端电压与 d、q 轴两部分磁通分量有关。对于一台与电容负载连接的发电机，d 轴励磁绕组磁链 ψ_{fd} 和 q 轴阻尼绕组磁链 ψ_{kq} 相互独立，并且满足下述条件

$$\psi_{fd}\left[p+\frac{1}{T'_{d0}\dfrac{X'_d-X_c}{X_d-X_c}}\right]=E_{fd},\psi_{kq}\left[p+\frac{1}{T''_{q0}\dfrac{X''_q-X_c}{X_q-X_c}}\right]=0 \tag{11.7-10}$$

其中，X_c 是外部电力系统在同步电机端口的等效容抗。由式（11.7-10）可以看出，磁链 ψ_{fd} 变化的时间常数 T_d 由下式决定

$$T_d=T'_{d0}\frac{X'_d-X_c}{X_d-X_c} \tag{11.7-11}$$

它是一个与发电机参数和 X_c 有关的量。对于无调节器的同步发电机，在从带负荷运行工况到线路充电的运行工况变化的暂态过程中，如果 $X'_d<X_c<X_d$，则 $T_d<0$，从而 ψ_{fd} 将按指数曲线增加（ψ_{fd} 的增加与 T_d 成反比）。由式（11.7-10）可知，在这种情况下，理论上磁链将无限增加，但实际上磁链的增加将受到磁路饱和等的限制。如果磁场电压通过一个连续动作的电压调节器所控制，由于它能控制 d 轴磁链的变化，则在 q 轴磁链失稳之前，调节器将一直阻止 ψ_{fd} 的增加，自激不会发生。

类似地，ψ_{kq} 变化的时间常数 T_q 为

$$T_q=T''_{q0}\frac{X''_q-X_c}{X_q-X_c} \tag{11.7-12}$$

当 $X''_q<X_c<X_q$ 时，T_q 为负时，q 轴磁链不稳定，ψ_{kq} 将持续增加。由于电压调节器的作用，ψ_{fd} 将减小，受它们的共同影响，在一段时间内机端电压将近似维持恒定。但随着 ψ_{kq} 的急剧增加，ψ_{fd} 的减少将不足以维持恒定的机端电压，这时，对具有单向励磁调节功能的系统，励磁电流将降为零，对具有双向励磁调节功能的系统，ψ_{fd} 的方向将发生变化。ψ_{fd} 降为零或反向表明电压失稳的发生，这时，由于电压调节器不能对 q 轴电压施加控制，而不能阻止 ψ_{kq} 及相应的发电机电压分量的继续增加，而且反向励磁调节的作用还有可能形成电压调节的正反馈，从而使机端电压急剧上升，导致自激的发生。

4.2 同步电机自激的判据

同步电机产生自激现象的条件可以简单表述为：当 $X_c<X_d$ 时，自激将在发电机的 d 轴上产生；当 $X_c<X_q$ 时，自激将在发电机的 q 轴上产生。研究结果表明，自激在 d 轴上的发生对应于励磁电流降为零或由正到负变化的时刻。

一般来说，自激可分为两种：同步自激和异步自激。由于不当的参数配合或系统进入不当的运行方式，使电力系统中的上述自激条件得到满足，且这时发电机组仍运行在同步运行状态，在这种情况下发生的自激称为同步自激。

一般来说电力系统对发电机组的等效容抗 X_c 远远大于 X'_d 和 X''_q，因此，正常运行的电力系统很少发生自激。但甩负荷后，受到发电机超速的影响，电抗 X_d、X_q 会随发电机转速的增加而增加，而电力系统的等效容抗 X_c 却会随发电机转速的增加而减小。结果有可能使自激条件得到满足，这种情况下所产生的自激就是异步自激，有的文献也把这种自激称为非即刻自激（Non-Immediate Self-Excitation，NISE）。

这里需要特别指出的是，由于水轮发电机组在甩负荷后会产生严重的超速，因此，异步自激更容易发生在含水轮发电机组的电力系统中。

5　电力系统次同步振荡的实例

图 11.7-3 是 IEEE 特别工作小组推荐的用于分析电力系统次同步振荡的第 2 标准模型系统（The Second Benchmark Model-System），这是一个 3 机 5 节点电力系统。其中输电线路中串联了一组补偿电容。系统的参数由表 11.7-2 给出，标幺值的基准为 100MVA 和 500kV。1 号发电机用 4 质量弹簧系统模拟，2 号发电机用 3 质量弹簧系统模拟，发电机的参数及两台发电机组轴系的参数分别由表 11.7-3、表 11.7-4 和表 11.7-5 给出。

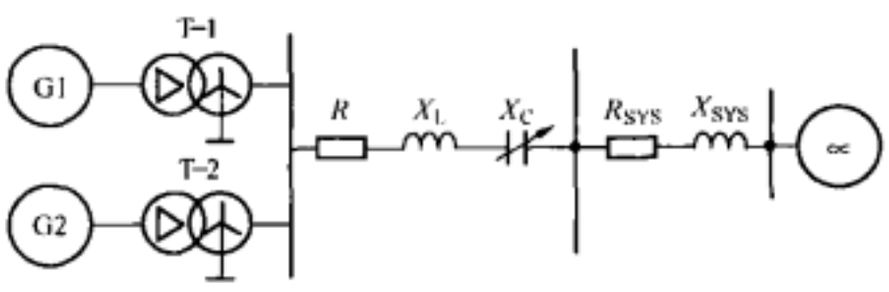


图 11.7-3　IEEE 第 2 标准模型系统 2 号

表 11.7-2　　IEEE 第 2 标准模型系统参数

参数	正序	零序
R_{T-1}	0.000 2	0.000 2
X_{T-1}	0.020 0	0.020 0
R_{T-2}	0.000 4	0.000 4
X_{T-2}	0.040 0	0.040 0
R	0.005 2	0.012 0
X_L	0.054 0	0.120
R_{SYS}	0.001 4	0.001 4
X_{SYS}	0.030 0	0.030 0

表 11.7-3　　发电机的参数

符　号	每机组的电感系数	
	1 号	2 号
r_a	0.004 5	0.004 5
l_a	0.140	0.120
L_d	1.650	1.540
L'_d	0.250	0.230
L''_d	0.200	0.180
L_q	1.590	1.500
L'_q	0.460	0.420
L''_q	0.200	0.180
符　号	时间常数	
	1 号	2 号
τ'_{do}	4.500	3.700
τ''_{do}	0.040	0.040
τ'_{qo}	0.550	0.430
τ''_{qo}	0.090	0.060
额定值	发电机额定值	
	1 号	2 号
额定容量（MVA）	600.0	700.0
额定电压（kV）	22.0	22.0

表 11.7-4　　1 号发电机轴系参数

质量块	惯性 (lbm-ft²)	阻尼 (lbf-ft-sec/rad)	轴段	弹簧系数 (lbf-ft/rad)
Exc	1383	4.3	Exc-Gen	4.39×10^6
Gen	176 204	547.9	LP-Gen	97.97×10^6
LP	310 729	966.2	HP-LP	50.12×10^6
HP	49 912	155.2	…	…

表 11.7-5　　2 号发电机轴系参数

质量块	惯性 (lbm-ft²)	阻尼 (lbf-ft-sec/rad)	轴段	弹簧系数 (lbf-ft/rad)
Gen	334 914	208.20	LP-Gen	156.1×106
LP	370 483	230.40	HP-LP	198.7×106
HP	109 922	68.38	…	…

使用特征根分析方法计算，得到 1 号、2 号发电机组的轴系扭振模态，由表 11.7-6 和表 11.7-7 给出。其中 1 号机组轴系三个扭振模态对应的自然频率分别为 24.65、32.39Hz 和 51.10Hz，2 号机组轴系两个扭振模态对应的自然频率分别为 24.65Hz 和 44.99Hz。

表 11.7-6　　1 号发电机扭振模态

Rotor	Mode 1	Mode 2	Mode 3
Exc	1.307	1.683	−102.600 0
Gen	1.000	1.000	1.000 0
LP	−0.354	−1.345	−0.118 0
HP	−1.365	4.813	0.054 4

表 11.7-7　　2 号发电机扭振模态

Rotor	Mode 1	Mode 2
Gen	1.000	1.00
LP	−0.601	−4.33
HP	−1.023	11.56

系统的阶数为 28 阶，其特征根由表 11.7-8 给出。

表 11.7-8　　IEEE 第 2 标准模型系统特征根

特征值数目	实部（s^{-1}）	虚部（$rad\cdot s^{-1}$）	特征频率（Hz）
1，2	+0.310 146 11	±155.658 710 28	±24.773 853 16
3，4	+0.092 852 59	±155.639 894 66	±24.770 858 57
5，6	−0.010 029 16	±282.785 190 65	±45.006 660 92
7，8	−0.050 067 19	±321.134 914 84	±51.110 209 09
9，10	−0.180 904 97	±203.469 348 36	±32.383 152 55
11	−0.534 821 14		
12，13	−0.917 083 62	±6.926 607 29	±1.102 403 79
14	−0.984 581 26		
15	−1.207 332 88		
16	−1.704 824 31		
17，18	−2.631 858 12	±11.500 986 87	±1.830 438 91
19，20	−6.316 788 71	±377.070 768 27	±60.012 676 65
21，22	−11.348 185 04	±167.089 906 76	±26.593 184 59
23，24	−12.085 759 72	±586.318 569 87	±83.315 498 61
25	−19.104 747 10		
26	−27.412 035 27		
27	−27.575 178 66		
28	−29.192 896 44		

由表 11.7-8 中可以看出，系统有两对复数特征根的实部为正，所对应的特征频率非常相近，都在 24.77Hz 附近。注意到 1 号机组和 2 号机组各有一个扭振模态的自然频率与之非常接近，说明在这种运行情况下，系统将会发生次同步谐振。此外，系统还有两对复数特征根的实部为很小的负数，对应的特征频率分别与 1 号机组和 2 号机组的扭振模态自然频率相近，说明系统此时对应于该模态的阻尼很小，也有发生次同步谐振的可能。特征根在复平面上的位置由图 11.7-4 给出。

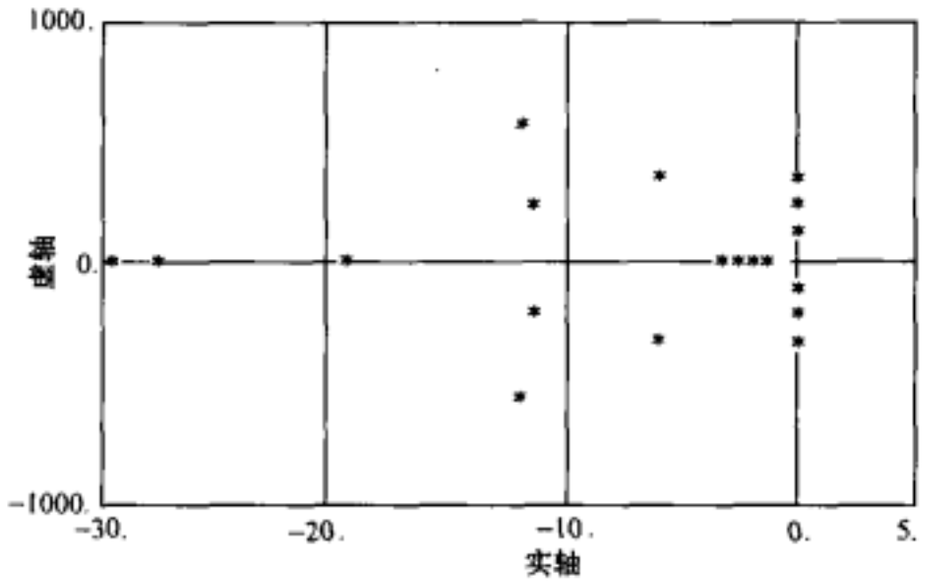


图 11.7-4 IEEE 第 2 标准模型系统 2 号特征根分布

图 11.7-5 是系统空载运行变压器高压侧发生三相短路故障时，1 号机组轴系扭矩和发电机电磁力矩的仿真结果，纵坐标各力矩均为以发电机额定电磁力矩为基准的标幺值，横坐标为时间，单位为 s。线路串联补偿度为 55%，故障持续时间为 75ms。

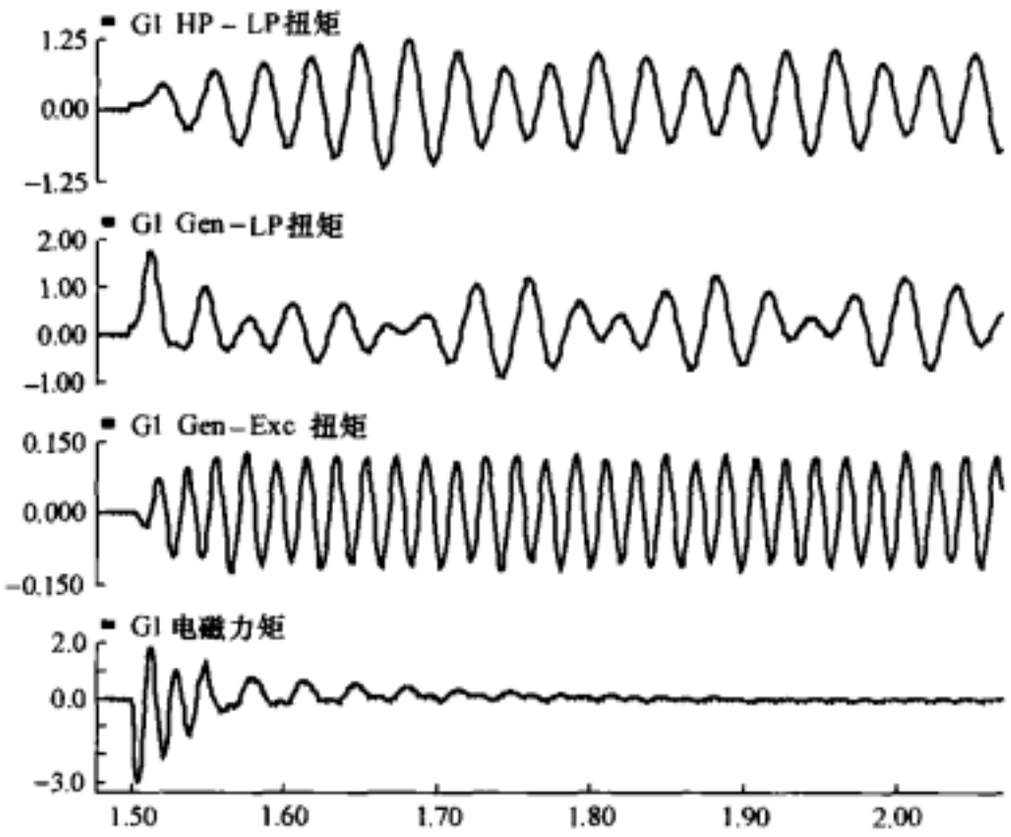


图 11.7-5 轴系暂态扭矩图

第 8 章　电力系统中长期稳定性

1　电力系统中长期稳定性的概念及其特征

电力系统中期动态和长期动态这些术语早在 20 世纪 70 年代就提出来了，到了八九十年代，由于中期/长期稳定被破坏的事故在世界范围内频繁发生，如：美国、加拿大、法国、日本和澳大利亚等许多发达国家都曾发生了与此相关的停电事件，1994 年我国电网也出现了中期稳定破坏事故。保护误动、设备故障、恶劣天气引起的线路跳闸、发电机组的跳闸、变压器的过载等都有可能引起电力系统的中长期稳定性破坏。系统中长期稳定性一旦被破坏，就会造成大面积的停电，给社会带来严重的经济损失和社会影响。因而，中长期稳定的研究受到了人们的关注，EPRI、IEEE 和 CIGRE 等国际学术组织对其进行了多次专门的研究并撰写了报告。国际上还开发出了一些能够进行电力系统中长期稳定仿真的软件，主要有中国电力科学研究院开发的电力系统全过程动态仿真程序、美国 EPRI 开发的 LTSP、法国电力公司开发的 UROSTAG、通用公司和东京电力公司合作开发的 EXSTAB 和捷克技术大学开发的 MODES 等。

与传统暂态稳定性分析相比，中长期稳定性分析的时间跨度更长，所要考虑的元件模型也更为复杂。

中期动态过程的时间范围由 10s 至几分钟，主要研究的是系统内发电机间的同步振荡，可以看成是传统暂态稳定性的扩展。在进行中期稳定性分析时需要包括一些慢动态元件的作用以及考虑大的电压或频率偏离问题。

长期动态过程是指电力系统在遭受严重的大干扰后，系统频率、节点电压和支路潮流发生了较大的偏移，引起系统中各种慢动态元件、继电保护和自动控制装置动作的变化过程，整个过程的持续时间为几分钟甚至几十分钟。如果系统在干扰后能够恢复到稳定的平衡点运行（包括孤岛运行），则称系统是长期稳定的；否则，称系统是长期不稳定的。长期稳定性主要研究的是伴随大规模的干扰之后，系统产生的较慢的和长期的现象，以及所造成的发电和负荷之间有功功率和无功功率的持续不平衡问题，包括系统的连锁反应以及系统解列后孤岛的稳定问题。在进行电力系统长过程动态稳定计算时，应考虑更详细的原动机及其控制系统、锅炉及其控制系统、水力系统、核反应堆及其控制系统、自动发电控制（AGC）、自动电压控制（AVC）、励磁系统的低励磁、过励磁和强励限制器、水电厂低频自启动、带负荷调压变压器的分接头调整、恒温控制负荷等元件的动态过程。

需要说明的是，中期/长期稳定性既包含中/长期功角稳定性的内容，也包含中/长期电压稳定性的内容，因此，适当考虑了负荷、有载调压变压器和发电机无功限制的中长期稳定性分析，也适用于中期电压稳定性和长期电压稳定性的分析。

2　电力系统中长期稳定性分析中的元件模型

由于中长期动态仿真的时间较长，仿真中要求计及电压和频率变化的影响，因而只要在较宽的时间范围内能够影响电压和频率的因素都应在中长期动态模型中考虑。一般地，影响电压变化的因素有发电机的磁饱和、发电机电流限制、负荷的静态电压特性、综合负荷的慢动态、抽头变化控制、低压和失步继电器等。影响频率变化的因素有发电机组的调速器、供电系统及其调节性能、负荷的电压一频率特性、自动频率减负荷和自动负荷恢复等。表 11.8-1 是中长期动态和暂态稳定性仿真中所使用动态元件模型的比较。

表 11.8-1　　机电暂态、中长期动态过程使用元件模型的比较

系统模型	机电暂态过程	中长期动态过程
网络	考虑	考虑
发电机	考虑	考虑
励磁系统	考虑	考虑
调速系统	考虑	考虑
负荷	考虑	考虑
汽轮机	考虑	考虑
锅炉等热力设备	不考虑	考虑
水力系统模型	不考虑	考虑
核反应堆模型	不考虑	考虑
自动发电控制 AGC	不考虑	考虑
可调变压器	不考虑	考虑
电压一频率调节器	不考虑	考虑
网络频率特性	不考虑	考虑
网络阻抗频率特性	不考虑	考虑
主蒸汽压力变化	不考虑	考虑
继电保护与自动装置	不考虑	考虑

下面将重点介绍长期动态仿真中需要特殊考虑的发电厂长期动态模型以及保护和控制装置模型。

2.1　发电厂长期动态模型

火电机组的长期动态特性是指那些持续时间较长和主导因素较慢的动力系统的特性，火电厂动力系统由锅炉、汽轮机及其调速器等部分组成。在机电暂态仿真的汽轮机模型中往往不考虑锅炉设备，但是在电力系统长期动态仿真中锅炉的慢动态特性对仿真结果有很大影响，必须加以考虑。锅炉模型有两种类型：汽包型锅炉（包括再循环锅炉）和直流式锅炉，IEEE 曾专门推荐了这些锅炉的标准模型。汽轮机和调速器模型在暂态稳定仿真中发展已较为成熟。

由于水锤效应是一个复杂的波动过程，水电厂水轮机的输入输出特性不能通过简单的数值分析或解析分析得到，一般采用粗略的简化模型。20 世纪 70 年代早期，用简化模型对系统故障后第一摇摆周期的稳定性进行仿真已经具有足够的精度。但是，在随后的几十年中电力系统发生了巨大的变化，要求研究低频振荡、水锤效应、孤立系统的运行、系统解列后的恢复等现象，动态仿真的时间变得更长，所有这些都要求建立更为详细的水力系统数学模型。水力系统模型主要由水轮机模型及其调速器模型组成，其中水轮机模型受水轮机引水系统特性的影响，包括水流惯性、水的可压缩性和引水管中管壁的弹性。从暂态稳定性的角度看，水轮机调速器的响应非常缓慢，可以采用刚性水锤的非线性水轮机模

型。但是，长期动态过程中当功率输出和频率变化较大时，要求考虑弹性水锤和调压井效应的更精确的水力系统模型。

由于核电厂核反应堆调节系统的时间常数有的长达几十秒，对电力系统遭受大干扰后的长期动态过程具有重要影响，因此在长期动态仿真中必须准确模拟核电机组的动态行为。核电厂常用的反应堆有两种基本类型：压水反应堆（PWR）和沸水反应堆（BWR），另外还有一类称作加拿大重水铀（CANDU）的反应堆，属于 PWR 的一种变型。压水堆核电厂主要由核反应堆、控制棒、增压装置、蒸汽发生器、反应堆冷却剂泵、给水控制阀、汽轮发电机及其附属设备组成。沸水反应堆电厂主要由核反应堆、控制棒、再循环泵、给水控制阀、汽轮发电机及其附属设备组成。

2.2 保护和控制装置

在事故及事故后的动态过程中，继电保护和安全自动装置如何动作、何时动作对电力系统的稳定性有至关重要的影响。因此，必须对继电保护及控制装置建立相应的数学模型。当电力系统遭受严重干扰时，下列保护和控制装置对系统的长期动态性能具有重要的影响：

（1）发电机和励磁系统保护及控制装置，包括失步保护、欠励磁限制（UEL）、过励磁限制（OXL）、电压/频率限制和保护等装置；

（2）电网保护和控制装置，包括输电系统继电保护、配电系统继电保护、有载调压变压器的抽头控制、配电系统电压调节以及低频和低压减负荷等装置；

（3）原动机/供能系统保护和控制装置，包括涡轮机过速控制和保护、涡轮机低周保护、锅炉控制和保护以及自动发电控制（AGC）等装置。

大型电力系统中的继电保护和安全控制装置结构复杂、种类繁多，除了少数装置可以采用连续模型描述外（如 AGC），大部分装置具有离散特性或开关特性，其动态特性不能用微分和代数方程描述，其工作状况由系统的运行环境以及自身的动作逻辑决定。这些装置的共同特点是通过产生一系列离散事件，改变电力系统的拓扑结构，影响系统的运行状态和安全稳定性。因此，含有这类装置电力系统的变量既有连续变量，又有离散变量，在大干扰下，系统所呈现的是连续动态和离散事件相互作用的复杂行为，本质上是一个混杂系统，其状态由事件驱动（比如系统发生故障），服从于一定的逻辑条件（比如继电保护装置的动作逻辑和整定值）。因此必要时还需要采用以逻辑形式建立的数学模型。

3 中长期动态仿真的数值计算方法

电力系统动态仿真中典型的数值积分方法有四类：①显式积分和固定步长；②隐式积分和固定步长；③显式积分和变步长；④隐式积分和变步长。

与暂态稳定性仿真一样，中长期动态仿真需要联立求解描述系统动态元件的微分方程组和描述系统网络特性的代数方程组，以获得电力系统中长期动态过程的时域解。但是，在中长期仿真中，各类动态元件的时间常数相差很大，从毫秒到分钟，是典型的“刚性”问题，刚性系统的求解对数值方法的收敛性和稳定性要求极高。对这类问题，一般采用隐式积分方法求解，这是因为隐式积分法在数值上非常稳定，微分方程的刚度虽然会影响精度但是不会影响数值积分的稳定性，典型的方法有两种：梯形法和 Gear 法，下面以 Gear 法为例进行说明。

Gear 法的一般形式

$$y_{n+k}=\sum_{i=0}^{k-1}\alpha_i y_{n+1}+h\beta_k f_{n+k} \tag{11.8-1}$$

其中，α_i（$i=0,1,2\cdots,k-1$）和 β_k 是待定的 $k+1$ 个常系数，可以看到，Gear 公式是一个 k 阶 k 步的隐式方程，因此需要采用迭代方法求解，通常采用求解刚性系统的牛顿迭代的预估校正方法。

Gear 方法在预估校正方法的基础上设计了一个实用算法可以自动变阶、变步长和选取计算起始值，因此能够满足中长期仿真的需要。

表 11.8-2 列出了国际上常用的几种中长期动态仿真软件所采用的数值积分方法。其中，LTSP、EXSTAB 和 PSS/E 三个程序在数值积分方法上可以灵活选择，以 EXSTAB 为例：在严重干扰后的几秒时间范围内，采用显示积分和固定步长方法进行求解。一旦严重的暂态结束，程序自动切换到隐式积分法。

表 11.8-2 长期动态仿真软件的数值积分方法比较

程序	显示积分	隐式积分	固定步长	变步长	说明
LTSP	√	√	√		可选
EUROSTAG		√		√	
EXSTAB	√	√	√	√	可选
MODES	√			√	
PSS/E	√	√	√		可选
CHAMPS	√		√		
ADVANCE	√		√		
POSSUM		√		√	

EUROSTAG 程序采用的是 Gear 法，时间步长可以在 1ms～100s 之间变化。当快速模式被激励时，时间步长减小到最小特征值以下。如果快速模式衰减，时间步长会逐渐增加。当后续的开关操作激励新的快速模式时，时间步长又会自动地减小。中国电力科学研究院开发的全过程动态仿真程序采用的也是 Gear 法。

4 电力系统中长期稳定性的实例

4.1 场景描述

图 11.8-1 所示的系统是西班牙、葡萄牙和法国互联电网的简化结构，该电网分成两个区域 A 和 B，分别对应于图 11.8-1 中虚线的下半部分和上半部分，区域之间通过两条 400kV 线路和两条 220kV 线路进行联络。仿真案例取自该实际系统中曾发生的一个事故，对其初始条件进行了修改，人为加重了事故的严重程度。事故的起因是区域 A 内一个重要电厂（包括 20 台机组，额定容量 996MW）的 400kV 母线在第 10 个周波时发生三相金属性短路，由于故障经过较长时间后才被清除，导致过速保护动作而切除了该电厂的所有机组，此外另一个电厂（14 台机组，926MW）也因最小电压保护动作而被切除。

由于区域 A 内发电厂被切除造成发电机输出功率和负荷功率失去平衡，使联络线上的潮流增大和联络线终端母线电压降低，结果失步保护装置动作将整个电网解列成了两个电力孤岛：区域 A 和 B。系统解列后，孤岛 A 由于发电功率供应不足而造成了该区域频率下降，低频减载装置动作使负荷和发电功率达到新的平衡，负荷频率控制使系统频率重新回到正常值。下面对这个事故在发展过程中保护和控制设备的动态行为进行仿真分析。

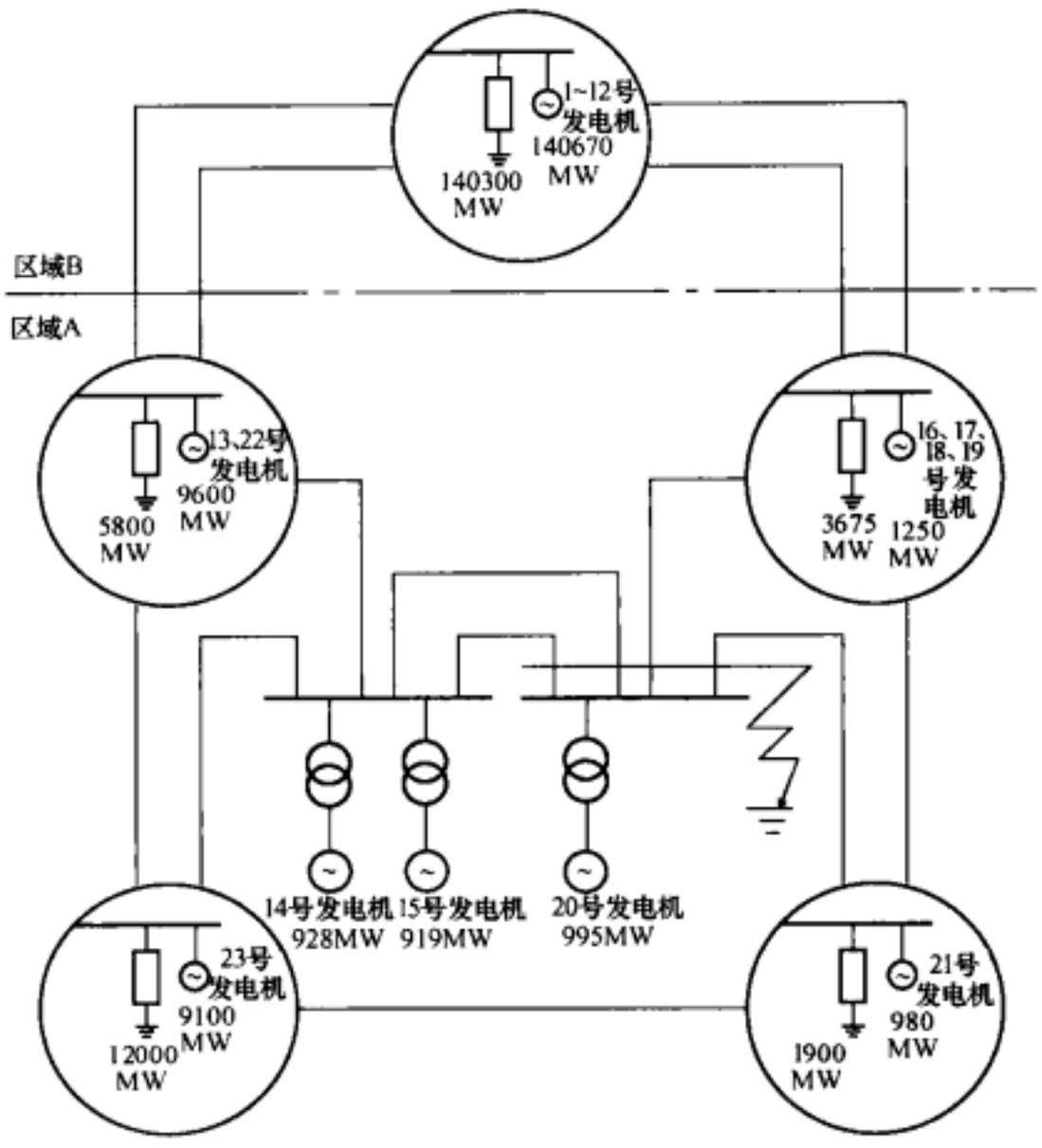


图 11.8-1　示例系统简化结构图

4.2　仿真分析

初始干扰如前所述，利用 EXSTAB 和 EUROSTAG 两个仿真软件分别对四种不同的方案进行了仿真分析。采用 EXSTAB 程序进行仿真时，仿真时间范围为 120s，初始事故在 1s 时刻发生，而采用 EUROSTAG 仿真时，仿真时间范围为 200s，初始事故在 100s 时刻发生，仿真结果如图 11.8-2～图 11.8-5 所示。由于两个软件的仿真结果相似，因此，每张图中只给出其中一个程序的计算结果。

（1）仿真 1：基准方案仿真分析。图 11.8-2 和图 11.8-3 是发生短路故障后一小段时间内系统电压和联络线潮流的振荡曲线。由于在区域 A 和区域 B 之间预先设置了失步继电器，振荡结果导致了互联系统被解列成两个电力孤岛。系统解列后区域 A 的发电功率不足引起低频减载装置动作。最后，通过负荷的频率控制使频率恢复到正常水平。图 11.8-4 是电力孤岛（区域 A）的频率变化曲线，图中标出了系统解列（DV）和减载装置（LS）的动作时刻。

（2）仿真 2：分别对联络线上有和没有失步继电器两种情况进行仿真分析。首先考察第一次电压振荡时失步继电器的动作情况，任意一条联络线保护断路器跳闸时，其他联络线均退出运行。图 11.8-5 是仿真过程中系统频率的变化曲线，其中曲线 a 对应于线路上有失步继电器，曲线 b 对应于线路上没有失步继电器。从图中可以看出，当失步继电器不动作时，所有联络线路保持运行，区域 A 的频率没有下降且低频减载装置没有动作，系统呈现良好的运行状态。仿真结果表明，在这种情况下失步继电器的动作是不必要的，也是不合理的。再考察第二次电压振荡时的情况，对保护系统进行重新整定，禁止一条联络线继电器跳闸后退出其他联络线路的情况发生，这个新的保护方案保证了继电器只在与系统失步相关的干扰时才动作。

（3）仿真 3：分别对系统有和没有低频减载装置两种情况进行仿真分析。图 11.8-6 是在两种情况下区域 A 的频率变化曲线，其中曲线 a 对应有低频减载装置的情况，曲线 b 对应

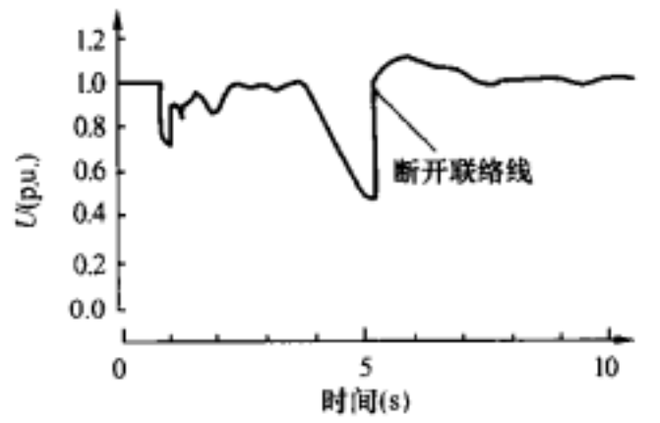


图 11.8-2　通过失步继电器观测到的 400kV 母线末端的电压

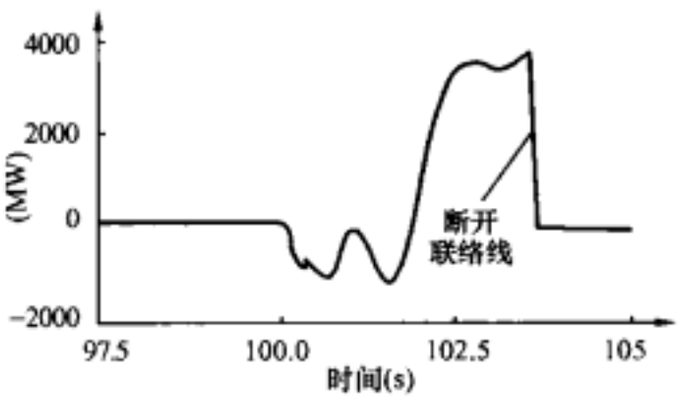


图 11.8-3　线路上的总有功潮流

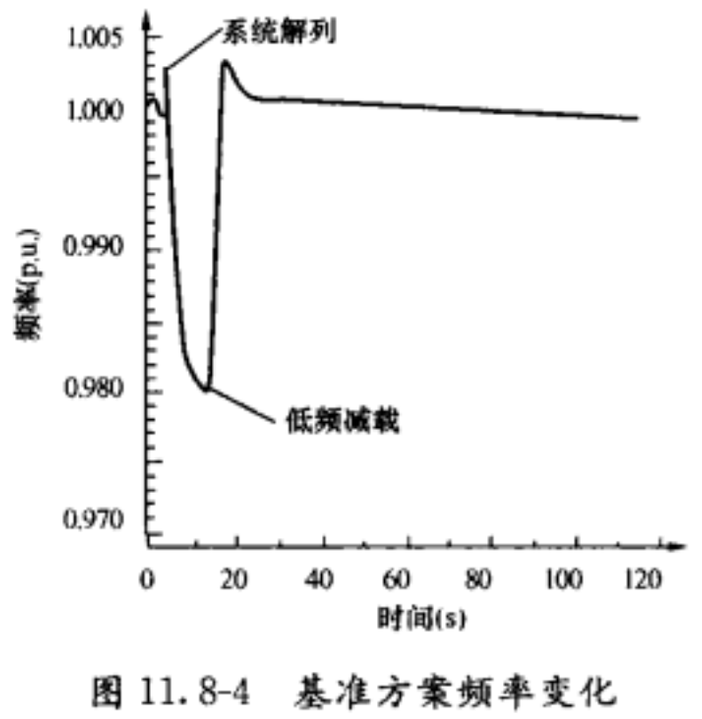


图 11.8-4　基准方案频率变化

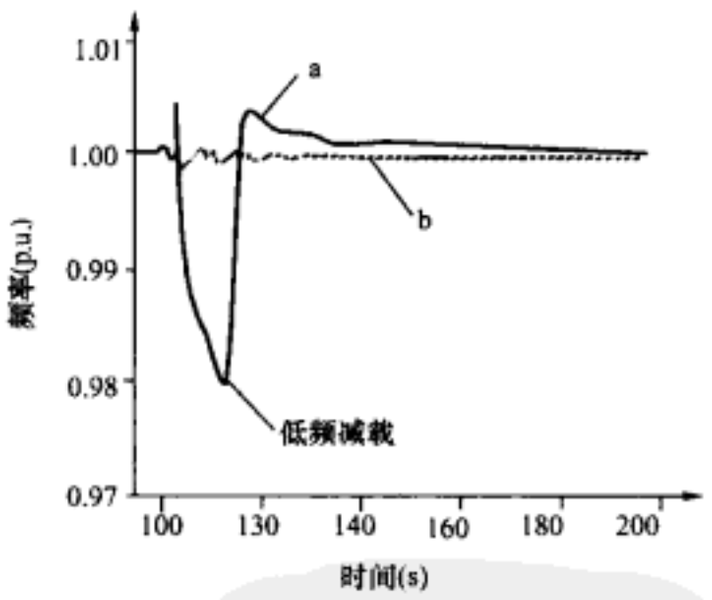


图 11.8-5　仿真 2 频率变化
a—线路上有失步继电器；
b—线路上无失步继电器

没有低频减载装置的情况。从图 11.8-6 的曲线 b 可见，没有该保护系统的情况下，系统频率只能维持在低水平。在没有新的发电功率注入时，系统频率不可能回到正常的工作点。

（4）仿真 4：分别对有和没有负荷频率控制装置两种情况进行仿真分析。图 11.8-7 是两种情况下的频率变化，对应的曲线分别为 a 和 b。在基准方案下，低频减载装置动作以后，系统频率上升到比正常值更高，然后负荷频率控制生效，通过电厂的控制系统和锅炉的动态，使频率又回到正常值。然而，如图 11.8-7 的曲线 b 所示，没有负荷频率控制时，系统频率没有恢复到正常值，而只是把频率稳定在一个较高的数值上。

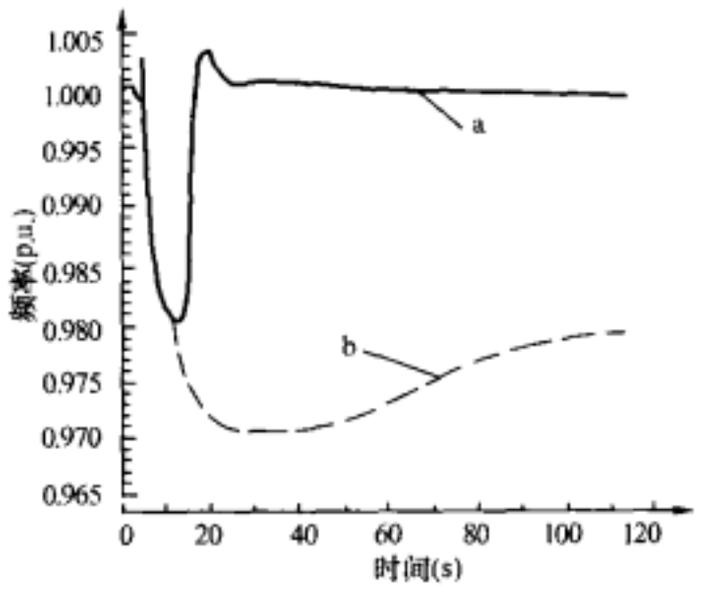


图 11.8-6 仿真 3 频率变化
a—有低频减载装置；b—无低频减载装置

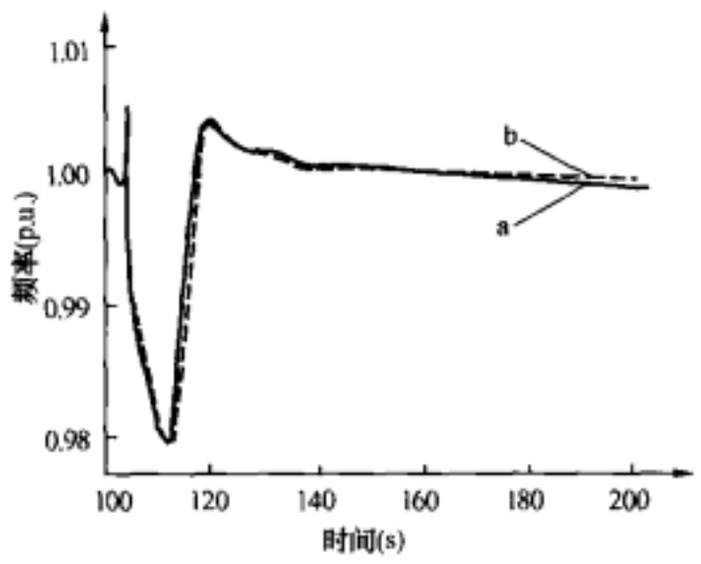


图 11.8-7 仿真 4 频率变化
a—有负荷频率控制装置；
b—无负荷频率控制装置

上述这些仿真结果表明，一些在暂态稳定分析时没有考虑的继电保护和控制装置（如：线路失步继电器、低频减载装置、负荷频率控制以及电厂控制系统和锅炉动态行为等）的作用在长期稳定性研究中必须加以考虑。

4.3 长期电压崩溃

20 世纪七八十年代，世界范围内发生过多起电压失稳事件，其中相当一部分是属于长期电压失稳范畴。下面给出一个长期电压失稳的仿真事例，从这个事例可以清楚地看出长期电压崩溃的过程以及在该过程中电力系统内各种典型无功设备的动作情况。

仿真在一个 63 机电力系统中进行，其中 62 台发电机属于某一电力公司，另 1 台是等值机组代表相邻的电力公司。该系统包含 245 条母线和 282 条支路，大约有 1000 个动态变量和 490 个代数变量。仿真中，考虑的元件模型包括：发电机、励磁调节器、电力系统稳定器、原动机调速器、有载调压变压器、机械投切电容器和电抗器、静态无功补偿（SVC）、发电机励磁电流限制器、自动发电控制（AGC）。系统遭受的干扰为：静态负荷出现剧烈的增长，每分钟大约增加 1%，持续 1000s 然后变得缓和，动态负荷增长持续 600s，增速与静态负荷类似。

在上述场景下系统经历了许多离散事件，详细记录见表 11.8-3。该记录显示了电压控制设备（如机械投切电容器和有载调压变压器 LTC）何时动作来支撑电压，同时也表明了哪些励磁电流限制器达到其限值。励磁电流限制器一旦到达极限，相应的励磁调节器就被设置成手工控制模式。在大约 1763s 时刻，系统异常严峻以至于发生了电压崩溃。

表 11.8-3 离 散 事 件 记 录

时刻	设 备	母线	事 件
0.000			开始长期仿真
110.600	机械投切电容器	31	增加 175Mvar 电容器组，总容量 175Mvar
239.265	励磁电流限制器	795	达到限制，转为人工励磁控制模式
284.265	机械投切电容器	31	增加 175Mvar 电容器组，总容量 350Mvar
445.346	机械投切电容器	31	增加 175Mvar 电容器组，总容量 525Mvar
476.546	励磁电流限制器	723	达到限制，转为人工励磁控制模式
554.946	机械投切电容器	37	增加 250Mvar 电容器组，总容量 250Mvar
584.787	有载调压变压器抽头	9	抽头上调，变比=1.005
620.108	机械投切电容器	4	增加 250Mvar 电容器组，总容量 250Mvar
690.358	励磁电流限制器	796	达到限制，转为人工励磁控制模式
809.733	有载调压变压器抽头	9	抽头上调，变比=1.010
812.233	机械投切电容器	37	无功装置到上限，电容器组全部投入
847.558	励磁电流限制器	778	达到限制，转为人工励磁控制模式
847.558	机械投切电容器	31	增加 175Mvar 电容器组，总容量 700Mvar
862.168	励磁电流限制器	777	达到限制，转为人工励磁控制模式
894.656	励磁电流限制器	793	达到限制，转为人工励磁控制模式
1044.736	励磁电流限制器	792	达到限制，转为人工励磁控制模式
1059.111	励磁电流限制器	798	达到限制，转为人工励磁控制模式
1066.806	励磁电流限制器	2326	达到限制，转为人工励磁控制模式
1095.947	有载调压变压器抽头	9	抽头上调，变比=1.015
1248.447	励磁电流限制器	1275	达到限制，转为人工励磁控制模式
1320.478	有载调压变压器抽头	9	抽头上调，变比=1.020
1425.478	励磁电流限制器	727（1 号）	达到限制，转为人工励磁控制模式

续表

时刻	设　备	母线	事　件
1563.291	励磁电流限制器	727（2 号）	达到限制，转为人工励磁控制模式
1676.103	有载调压变压器抽头	9	抽头上调，变比＝1.025
1731.103	励磁电流限制器	728（3 号）	达到限制，转为人工励磁控制模式
1731.103	励磁电流限制器	728（3 号）	达到限制，转为人工励磁控制模式
1732.032	励磁电流限制器	729	达到限制，转为人工励磁控制模式
1738.419	机械投切电容器	31	增加 175Mvar 电容器组，总容量 875Mvar
1754.129	机械投切电容器	31	无功装置到上限，电容器组全部投入
1761.580	有载调压变压器抽头	9	抽头上调，变比＝1.030
1763.250	压水堆核电厂	727（1 号）	低压跳闸
1763.250	压水堆核电厂	727（2 号）	低压跳闸
1763.385	压水堆核电厂	728（3 号）	低压跳闸
1763.385	压水反应堆核电厂	728（4 号）	低压跳闸

第 9 章 电力系统稳定控制

电力系统稳定控制的目的是按照一定的稳定判据，采取相应的控制措施改善并保持电力系统的稳定性。对于实际的大型电力系统，其稳定性问题非常复杂，任何单一提高稳定性控制措施的使用可能都不会得到理想的控制效果，必须考虑电力系统的整体性能。而且，在解决某一类稳定问题时，不应以损害其他类型稳定问题的解决为代价。

1 电力系统小干扰稳定控制

实际电力系统中的小干扰稳定问题常表现为系统的低频振荡，通常是由于系统缺乏足够的阻尼引起，采取各种措施增大系统的阻尼是提高系统小干扰稳定性的有效方法。

1.1 利用 PSS 提高电力系统小干扰稳定性

以 $\Delta\omega_r$ 为输入信号的 PSS 工作原理如图 11.9-1 所示，PSS 由增益环节、信号过滤环节和相位补偿（校正）环节、限幅环节组成，由于只关心小信号性能，图中没有标出 PSS 输出限幅环节，其输出作为励磁附加信号。PSS 的作用是产生阻尼转矩，其传递函数应具有适当的相位补偿能力，以补偿励磁机输入和电气转矩之间的相位滞后。理想的 PSS，其相位补偿特性可完全补偿励磁机和发电机的相位滞后，这时，PSS 将对所有的振荡频率产生纯正阻尼转矩。实际上，这种理想的相位补偿是不可能实现的，因此 PSS 的相位补偿作用只能考虑所关心的振荡频率，由于低频振荡的频率范围一般为 0.1～2.0Hz，这个频段也就成为设计 PSS 相位补偿环节时应考虑的频段。

通常使 PSS 处于较小的欠补偿状态，这样可以使 PSS 不仅大大增加阻尼转矩，还可以在一定的程度上增加电机的同步转矩。相位补偿环节一般由 1～3 个超前校正环节组成（p=1，2，3），一般一个超前环节最多可校正 30°～40°电角度。在某些情况下，也可以采用有复根的二阶环节。

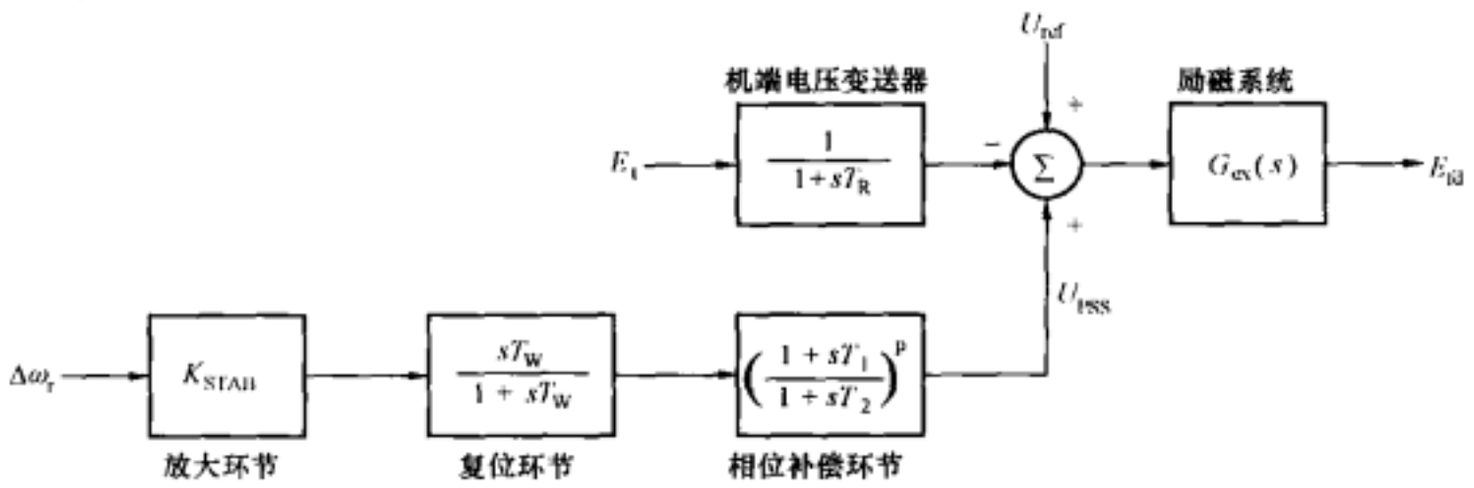


图 11.9-1 PSS 的工作原理

信号过滤环节是一种高通滤波器，其作用是使 PSS 在电力系统稳态时（$t\to\infty$或 $s\to0$）输出为零。增益环节的放大倍数 K_{STAB}决定了 PSS 产生的阻尼的大小，理想情况下 K_{STAB}应设定为对应最大阻尼的增益值，然而这常常受到其他条件的限制。

发电机电磁功率增量 ΔP_e 或机端频率也可用作 PSS 的输入。ΔP_e 具有量测较方便以及由于信号本身相位超前容易实现相位补偿的优点，而且对于区间振荡模式而言，基于频率信号的 PSS 可以比基于转速信号的 PSS 提供更好的阻尼效果。

1.2 利用 SVC 附加控制增强小干扰稳定性

静止无功补偿器（SVC）可以通过快速控制电压和无功功率以提高电力系统的动态性能，通常，SVC 的基本控制模式是调节电压，有助于改善系统的电压稳定性和暂态稳定性。也可以在 SVC 上增加附加控制，以提高它对系统振荡的阻尼作用。将 SVC 用于增强系统的小干扰稳定性，除需要考虑恰当的相位补偿外，合适的安装地点和所采用的输入信号也是需要考虑的两个问题。

1.3 利用高压直流（HVDC）输电系统提高小干扰稳定性

在 HVDC 输电系统整流器上，通过增加附加控制信号的方法，可以控制直流输电网络中的电流，增加交流系统机电振荡的阻尼。其作用原理与 SVC 相同。事实上，在其他具有控制功能的电力装置，如 FACTS 上，都可以采用类似的方法以增加它们提高系统小干扰稳定性的能力。

2 电力系统暂态稳定控制

暂态稳定控制主要实现如下目标：①尽量减小故障的严重程度和故障的持续时间；②增加系统恢复同步的能力；③快速控制原动机功率和负荷水平，以减少系统中由于故障产生的功率不平衡。

2.1 快速切除故障

发电机在故障时获得的加速动能量随故障持续时间的增加而增加，因而，快速切除故障有利于减小故障引起的干扰。目前，两个周波即可动作的断路器及相应的快速继电器和通信装置已广泛用来快速切除故障。目前正在研究具有更快响应速度的故障切除装置。

2.2 减小输电系统电抗

减小输电网的电抗可以提高网络输送功率的能力，增强系统的稳定性。降低网络电抗的方法有：①采用具有低漏抗值的变压器；②输电线的串联电容器补偿。可能使临近的汽轮发电机产生次同步谐振和使继电保护复杂化是利用可投切

串联电容器要注意的问题。

2.3　可调节并联补偿

并联补偿具有维持输电系统电压，增加互联发电机组间传输同步功率，改善系统稳定性的能力。同步调相机和静止无功补偿器都具有这种能力，它们的使用会使电力系统的暂态稳定性得到明显的提高。

2.4　动态电气制动

动态电气制动的基本原理是，当发生暂态干扰时，快速在发电机端接入一个电气负荷，以吸收发电机输出的过剩电功率，从而减小转子的加速。制动电阻常用于远离负荷中心的水力发电站，这是因为水力机组耐冲击能力强，能承受电阻器投入时的突然冲击。对火电机组，如要采取这种措施，则需仔细校核其对轴系疲劳寿命的影响。必要时，还可能需要视情况采用分步投入电气制动的办法。

目前的制动装置多采用并联型电气制动，也可以采用串联型电气制动，即在发电机升压变压器的中性点上加装一个带有旁路断路器的星形连接三相电阻器，以降低电阻器绝缘及满足开关的要求。

另一种形式的电气制动装置仅用于增强不对称接地故障时系统的稳定性，它由一个接于大地与发电机升压变压器 Y 形连接高压绕组中性点之间的电阻器组成。

对于投切式制动电阻，应详细计算其操作时间，防止转子“回摆”的不稳定。

2.5　投切电抗器

在正常运行情况下，位于发电机附近的并联电抗器所产生的无功功率使发电机内电动势增加，有利于增强系统的稳定性。故障时，将电抗器切除会进一步提高系统的稳定性。

2.6　断路器的按相操作

断路器按相操作的好处是，在断路器本身故障时，可尽量减小由于断路器本身故障对正确执行继电保护动作信号的影响，因此，可以大大降低三相故障并伴随断路器拒动对系统稳定性的影响。

2.7　单相断路器操作

单相断路器操作可以根据故障的类型，对输电系统进行保护。由于输电线路故障大多属于单相对地故障，故障相的单相断开和重合将使电力系统的暂态稳定性得到大幅度的提高。应用单相断路器操作时需要考虑的三个问题是：消除二次电弧、校核汽轮发电机轴系和汽轮机叶片的疲劳应力以及负序电流对附近发电机热效应的影响。

2.8　汽轮机阀门的快速操作

在故障时以预订方式快速操作汽轮机的阀门，以减小输电系统严重故障后发电机加速功率的方法适用于火电机组，有助于维持电力系统的暂态稳定性，是一种有效而经济的稳定控制方法。但鉴于快速操作阀门可能会对汽轮机和锅炉/蒸汽发生器产生不利的影响，因而，这种方法仅在其他副作用更少的措施无效时才考虑采用。与切除发电机相比较，快速操作阀门具有让机组仍与系统相连的优点，因而，系统总惯量并不减少，且几秒钟内可恢复全部或部分功率输出。此外，由此引起的对原动机的应力也被认为轻得多。

2.9　切除发电机

对于严重的系统故障，有选择性地切除部分发电机，减少接近极限输电断面的传输功率，可以有效增强系统的稳定性。由于系统中机组的切除将使机组承受机械负荷和电气负荷的突然变化，从而对发电机、原动机和供能系统产生巨大的冲击，因此，在采用这种控制措施时应特别慎重。在实施切除汽轮发电机措施时，需要考虑以下几个问题：由于切机引起的超速、负荷快速变化产生的热应力以及连续干扰造成的转矩变化对轴系的影响。

2.10　受控的系统解列和减负荷

受控的解列用于防止互联系统中某一地区内的大干扰波及系统的其他地区并造成严重的系统崩溃。另一方面，如果使用减负荷措施就可以维持系统的暂态稳定，则无须采取系统解列措施。

2.11　快速励磁系统

快速励磁系统，通过增加发电机励磁电压，以提高发电机内电动势，并进而增加电机的同步功率，有助于增强系统的暂态稳定性。这种控制措施的有效性取决于励磁系统快速将磁场电压增加到最大可能值的能力，在这方面，具有高顶值电压的高起始响应励磁系统最为有效。然而，顶值电压受发电机转子绝缘的限制。对火电机组而言，顶值电压限制在额定负载励磁电压的 2.5～3.0 倍。另一方面，高增益快速励磁系统的应用常常会减小系统对低频振荡的阻尼，因此需要考虑使用电力系统稳定器（PSS）。

2.12　不连续励磁控制

适当地应用电力系统稳定器对本地区和区域间的振荡模式均可提供阻尼。在大干扰或暂态条件下，稳定器一般能对第一摇摆稳定性起积极的作用。然而，在本地区和区域间的摇摆模式同时存在时，稳定器的作用区间应该是在第一次本地模式摇摆峰值过后，在最高的综合摇摆峰值到达之前。通过将励磁保持在顶值，并使发电机端电压约束在允许范围内，直至摇摆达到最高点为止，这种方法可使系统的暂态稳定性得到额外的提高。

2.13　高压直流（HVDC）输电联络线的控制

由于高压直流输电联络线中传输的功率是高度可控的，因此可以利用 HVDC 输电联络线这种独特的优点来增强交流系统的暂态稳定性。在发生暂态干扰时，可快速调整直流系统的功率传输，以减少两侧交流系统发电/负荷的不平衡。在有些情况下，有必要提高直流功率，利用 HVDC 系统的短期过载能力，维持系统的稳定性。从交流系统看，直流功率的快速控制具有与切机/切负荷相同的效果。

3　电力系统次同步振荡的抑制

电力系统次同步振荡的预防和抑制措施很多，大体上可分为三类：第一类是在电力系统中增添附加设备；第二类是对发电机和电力系统进行改造；第三类是进行发电机和电力系统的断路器操作。

3.1　增添附加设备的控制措施

（1）静态阻塞滤波器。这类控制器是由串联在发电机升压变压器每相中的 LC 振荡电路组成的装置，参数的配置使

其在电气谐振频率下，滤波器内部发生并联谐振并呈现出很大的正电阻，在不对机组造成不利的影响的情况下，抑制扭转相互作用和暂态扭矩放大作用。

（2）旁路阻塞滤波器。这类控制器是由并联的电感电容和一串联的阻尼电阻组成，并联在每相串联电容的两端。选择元件的参数使其在工频时具有很大的阻抗，而在其他的频率下，并联电感电容的组合电抗降低，阻尼电阻就会抵消发电机与次同步电流相应的视在负阻尼，它对抑制感应发电机效应非常有效。

（3）动态滤波器。这类控制器与发电机串联，测量转子振荡信号，产生一个相位相反、数值很高的电压克服次同步电压。这种滤波器能有效防止扭转相互作用产生的自激，但它需要一个非常复杂的控制系统和一个独立的电源，因而造价较高。

（4）动态稳定器。这类控制装置由数个晶闸管控制的分流电抗器组成。连接在汽轮发电机的出口母线上，根据测得的发电机转子振荡信号，对晶闸管的导通角进行调制，实现对次同步振荡的控制。不过，这种动态稳定器会在电力系统中产生有害的谐波电流。

（5）附加励磁阻尼控制器。在测量到汽轮发电机组的轴系扭振时，这类控制器通过调整励磁系统的控制信号，对其进行适当的移相和放大以提高对轴系次同步振荡模态的有效阻尼，可以将扭转相互作用所产生的次同步振荡降至较低的水平。

（6）HVDC 附加次同步阻尼控制器（SSDC）。这类控制装置根据测量到的次同步电流信号，通过直流控制系统中的附加控制回路，提供一个稳定控制信号，抑制系统中的次同步电流。

（7）FACTS 控制器。FACTS 由于大量采用电力电子器件，因此具有较高的系统响应速度。在 FACTS 装置上增加辅助控制器可以抑制次同步振荡。目前，文献报道，静止无功补偿器（SVC）、NGH 次同步阻尼控制器、超导磁储能装置（SMES）、静止同步补偿器（STATCOM）、统一潮流控制器（UPFC）、静止同步串联补偿器（SSSC）、可控移相器（TCPS）、可控串联电容补偿器（TCSC）等均具有抑制次同步振荡的能力。

（8）电枢电流继电器。这类控制器对电枢电流的次同步频率分量非常敏感，当系统持续出现次同步振荡时，将产生次同步振荡的发电机组与系统解列，使其免受感应发电机效应和扭转相互作用的破坏。

（9）扭振继电器。这类控制器的作用是当检测到汽轮发电机轴系的机械扭转应力过大时，将机组与电力系统解列，主要用来防止扭转相互作用。

（10）电流变换装置。这类控制器由一个整流变换器和一个串联在直流侧的电抗器组成，通过检测发电机的转速信号，控制电流变换装置电抗器上的能量，以达到减小轴系扭转振荡的目的。

3.2 改造电力系统和发电机的预防措施

（1）汽轮发电机组的改造。汽轮发电机组轴系的固有扭振频率（或模态）是由轴系各段的惯性和弹性系数所决定的。在机组轴系的设计中避开系统的谐振频率，就可以有效避免次同步谐振和轴系扭振的发生。不过，对电力系统中现有的汽轮发电机组，发电机轴系自然扭振频率的可能变化范围很小。

（2）增大发电机回路电抗。增大发电机和电网之间的串联电抗，可以改变系统的谐振频率，防止次同步谐振的发生。串联电抗器和增大发电机—升压变压器组的电抗都能减弱次同步谐振对汽轮发电机组的影响。

（3）装设极面阻尼绕组。增加发电机极面阻尼绕组的目的是为了减少次同步频率下发电机转子的负电阻，有助于使机电耦合等效静电阻为正，电阻较低的极面阻尼绕组有助于减轻感应发电机效应。实践表明，通过装设极面阻尼绕组能将转子的等效负电阻减小 2/3。

3.3 利用电力系统的断路器操作抑制 SSR

利用电力系统开关操作抑制次同步谐振的方案很多，如将引起次同步谐振的串联电容和发电机组隔离、将发电机组切换到无补偿的系统中或者将有串联补偿电容的线路与发电机断开等。系统断路器操作可有效抑制扭转相互作用和暂态转矩放大。

机组跳闸。按照预定的电力系统状态和故障切除发电机，可使其免遭暂态扭矩的损坏。采用这种措施需要事先进行充分的仿真计算，确定所有可能使轴系扭矩过大的电力系统状态和故障装置，根据这些情况布置监测点和逻辑回路，使机组跳闸速度足够快，并将轴系扭矩限制在允许范围内。

4 电力系统电压稳定控制及电压崩溃的预防

电压稳定控制主要分为故障前的预防控制和故障后的校正控制两类，控制手段较多。控制量的确定可基于电压稳定指标对控制量的灵敏度，也可由基于最优潮流的优化方法直接给出。预防控制不仅需保证正常运行状态的电压稳定裕度要求，通常还需保证多个故障运行状态的电压稳定裕度要求，故其计算较复杂。校正控制只针对特定故障发生后的运行状态，故其计算相对简单。理论上讲，电压稳定预防/校正控制策略需要用动态仿真程序校核。

电压稳定控制的措施包括系统设计和运行控制两个方面。CIGRE 的输电系统协调电压控制工作组按分层协调控制的原则将电压稳定控制分成一次电压控制（Primary Voltage Control，PVC）、二次电压控制（Secondary Voltage Control，SVC）和三次电压控制（Tertiary Voltage Control，TVC），这种控制方式已在法国、意大利等国电力公司得到实施。

4.1 系统设计措施

4.1.1 应用无功补偿装置

防止电力系统电压静态失稳的最有效措施之一使系统具有充足的无功储备，因此，应在负荷中心就近配备无功电源。先进动态无功补偿装置可以克服并联电容器/电抗器的无功出力随并联点电压下降而减少的缺点，因此可以有效解决动态过程中的无功快速跟踪补偿问题。这里，最重要的是要确定电压控制区和薄弱输电边界，补偿装置的容量、安装地点和类型的选择必须保证系统在最繁重的工况下能够满意运行。

4.1.2 控制网络电压和发电机无功输出

某些发电机的励磁调节装置具有负荷补偿功能，其作用是使恒定电压点在电气上向负荷靠近，因此对保持电压稳定非常有利。另外，发电机励磁控制装置的二次外环控制也可用于调节网络侧电压，其响应时间大约为 10s。

4.1.3 保护与控制的协调

产生电压崩溃的一个重要原因是缺乏保护/控制设备间的协调，恰当的协调动作应当由动态模拟试验结果决定。跳

开设备以防止过负荷应当是保证系统电压稳定的最后手段，只要有可能，就应当采用适当的控制措施（自动或手动）在从系统切除设备以前消除过负荷。

4.1.4　控制变压器分接头调节器

变压器分接头的调节可以就地或集中控制变压器的变比，提高将系统电压维持在允许范围内的能力，可以降低电压崩溃的风险。在分接头调节对电压稳定不利的情况下，简单的办法是，当电源侧电压下降时，闭锁分接头调节；当电压恢复时，再恢复分接头调节。

4.1.5　低压切负荷

在特别严重的情况下，有可能必须采用类似于低频切负荷的方法，即采用低压切负荷措施。这是一项防止大面积系统崩溃的低成本的控制措施，特别是当导致不稳定的系统工况及事故发生的概率低但可能导致特别严重后果时非常有用。条件是被切除负荷的特性及地点对于电压稳定问题比对于频率稳定问题更为重要。切负荷的措施应按区分故障、暂态电压降低及导致电压崩溃的低压工况进行设计。

4.2　系统运行措施

4.2.1　留有足够的稳定裕度

系统应该在具有足够电压稳定裕度的情况下运行，为此必须适当地安排无功电源和电压分布。目前还没有被广泛接受的确定保留裕度大小的办法及系统参数指标。它们大都是随系统而定的，必须根据系统的具体情况进行选择。在无法利用现有的无功电源及电压控制设备满足所需要的裕度时，应该限制电力系统的传输功率并启动其他机组以提供临界地区的电压支持。

4.2.2　留有足够的旋转备用

使运行的发电机组保持足够的旋转备用容量是非常重要的，如果需要，可投入并联电容器，保留励磁储备，以保证所需要的电压分布。

4.2.3　调度操作

调度员必须具有识别与电压失稳相关的征兆并采取适当补救措施的能力，以便有效对系统的电压及传输功率进行控制。必须建立防止电压崩溃的运行策略，对系统进行在线监视和分析，识别潜在的电压稳定问题及可能的补救措施，这些对于防止电压失稳非常重要。

4.3　分层协调控制

4.3.1　一次电压控制

一次电压控制是一种快速响应的闭环控制，响应时间从十几毫秒到数百毫秒，通常由安装在发电厂、变电站的就地控制设备完成。属于这类控制的有：同步发电机的励磁控制，静止无功补偿器的控制，快速自动投切电容器和电抗器等。由于负荷波动、电网切换和事故引起的电压快速下降通常由一次电压控制进行调整。考虑控制装置的动作机理，有载调压变压器的分接头自动切换装置也可以归于就地的一次电压控制设备。不过它的响应和控制速度较慢，通常为几十秒到数分钟，用于在缓慢的大幅度负荷变化情况下维持电压，因此也常被认为是一种电压稳定的二次控制设备。事实上，电压稳定的一次控制是系统中可对系统电压波动立即作出响应的设备，不能完全完全看成是针对系统的电压稳定性而采取的控制措施，它只使用就地信息。

4.3.2　二次电压控制

电力系统二次电压控制的响应时间为几秒到几分钟，通常由设置在系统枢纽点的区域控制管理系统实现。二次电压控制系统的任务是协调区域内各一次控制设备的工作。包括：在系统暂态波动过程中，分配一个区域内机组间的无功出力；确定无功电源的分级投切容量或投切方式等。二次电压控制一般是以电压稳定性的局部特征为基础。以法国电网为例，将系统分为不同的“控制区域”，在每个区域中选择一组“控制机组”，通过控制这些“控制机组”吸收或发出的无功功率以控制该区域的电压水平。控制装置测量区域内有代表性的“主导节点”上的电压变化量，根据系统电压稳定的要求，修正“控制机组”电压调节器的整定值，以控制机组的运行状态。其中，“主导节点”通常是指区域内短路电流最大的节点。

4.3.3　三次电压控制

三次电压控制是设置在系统调度中心的全网统一防止系统电压失稳的预防控制策略，三次电压控制通常利用最优潮流程序，每 15min 执行一次，或者在事件发生时执行。

5　电力系统异步运行与再同步

电力系统中的发电机组由于严重故障或错误操作等原因而失去同步时，各同步发电机组之间处于不同步的运行状态，电力系统的这种运行状态称为异步运行状态。电力系统的长期异步运行可能引起严重的后果。带有励磁的同步发电机异步运行时会造成电力系统中电压、电流和功率的振荡；无励磁同步发电机异步运行时要从系统中吸收大量的无功功率，这对系统以及同步发电机本身的安全都会带来不利的影响。因此，当系统的同步运行被破坏时，必须采取措施，以便在尽可能短的时间内消除电力系统的异步运行状态，恢复系统的同步运行，这个过程称为再同步。除发电机受大干扰而失去稳定的异步运行之外，导致系统异步运行的原因还有发电机的自同步并列和非同步重合闸、同步电动机的异步启动、发电机失磁后的异步运行等。

5.1　由失步过渡到稳态异步运行的过程

当发电机受到大干扰，不能维持第一摇摆的稳定性时，发电机转子将持续加速，功角不断增大，转差也逐渐增大，发电机便失去同步过渡到异步运行状态，这时发电机输出异步功率。与此同时，原动机调速器由于发电机转速超过同步转速而开始减小原动机的功率。当原动机的输入功率和同步电机输出的异步功率相等时，发电机的平均转差达到稳态值，发电机进入稳态异步运行状态。

5.2　实现异步运行再同步的必要条件

允许发电机异步运行的目的是为了使它在短时间内重新进入同步，加快系统正常运行工况的恢复。异步运行的发电机能否实现再同步，取决于下列两个条件，一是发电机能否达到同步转速 ω_N，即发电机转差的瞬时值是否过零值；二是在达到同步转速后，能否不失步地过渡到稳定的同步运行状态。

由于存在同步转矩，异步运行的同步发电机，其转差作周期性的脉振，其振幅与同步转矩的幅值有关，在一定的平均转差和一定的同步转矩的幅值之下，转差的瞬时值有可能达到零值，因此可以通过平均转差和同步转矩幅值来确定转差瞬时值达到零值的条件，这便是再同步的必要条件。

5.2.1　发电机向系统送电的情况

发电机转差瞬时值为零的条件为：$s_\infty^2=\dfrac{2P_m}{\omega_N T_j}$。

如果同步功率的幅值很大，转差的瞬时值还可能由正值

变为负值。所以，转差瞬时值过零的必要条件为：$s_{\infty} \leqslant \sqrt{\frac{2P_m}{\omega_N T_j}}$。

5.2.2 由主系统受电的情况

对于功率短缺的受电系统，再同步实用判据可写成下列形式，即

$$s_{\infty} = \frac{P_{22} - P_{m2} - P'_{m2} - P_m}{P_{22} K_H + P'_{m2} \frac{1}{\sigma}} \leqslant \sqrt{\frac{2P_m}{\omega_N T_j}} \quad (11.9\text{-}1)$$

其中，P_{22}由系统的负荷决定；P_{m2}和 P'_{m2}分别为受端系统中无备用部分的原动机功率和备用容量部分的原动机功率；σ为有备用容量原动机调速器的调差系数。由上式可求出 P_{22}及负荷位置对再同步的影响。分析表明：当线路电阻不大时（220kV 及以上输电线路），在负荷特性近似为恒定电抗的条件下，再同步在大多数的情况下是可以得到保证的。

5.3 机组失步的再同步

消除机组振荡使其同步的关键措施是减小系统中各发电机的频率差，分两种情况考虑。

5.3.1 送电的机组

增加功率极限 P_m 和减小平均转差 s_{∞} 都可以使再同步的必要条件得到满足。其中，增加 P_m 可以通过调节励磁电流（增大）完成，减小 s_{∞} 可以通过调节原动机功率实现。送电端的再同步按下列顺序执行：①汽轮机减功率；②切除部分失步发电机；③解列部分系统。

5.3.2 受电的机组

在功率缺额的受端系统，为实现再同步、可采用以下控制措施：①切除接近振荡中心的部分负荷；②水轮发电机低频自动启动或从调相运行方式变为发电运行方式；③解列受端系统；④切除同步调相机（或切除其励磁）；⑤部分降低发电机励磁。

切除负荷越多，异步运行时间也就越短，但损失负荷过多也是不适当的。

5.4 大型汽轮发电机组失磁异步运行问题

汽轮发电机组失磁是运行中较常发生的现象，产生这种情况的原因很多。处理发电机组失磁的通常做法是，手动或由失磁保护将失磁机组与电网解列。发电机组突然与电网解列，特别是大型发电机组在满载状态下突然跳闸，将对电网产生较大的冲击。同时，发电机组突然甩负荷对相关热力设备的安全运行也不利。因此，在有条件的电厂采用大机组失磁后异步运行的方式，既是电网安全运行的需要，也是机组自身安全的需要。

大量研究与试验表明，对于水轮发电机（除少数例外），由于其同步电抗较小，异步力矩特性差，应在失磁时立即跳闸。而对于汽轮发电机，经验表明容量不超过 800MW 的两极发电机，满足下列条件时，都可以短时异步运行：

（1）失磁的机组应快速（最好是自动地）减出力到允许水平。

（2）电网应有相应的无功功率紧急备用，以保持电网的电压。

（3）失磁机组的厂用电保持正常工作，否则应自动地切换到其他电压正常的电源。

6 电力系统恢复控制

随着电力系统规模的不断扩大，尽管各种稳定装置和保护装置的投运，大大增强了电力系统供电的可靠性，但由于各种偶然因素的影响，包括不可抗拒的自然灾害等，系统部分或全部停止运行的情况仍时有发生。系统全停后的恢复通常称为黑启动。由于在黑启动过程中，系统不能依靠外部网络的帮助，只能通过系统中具有自启动能力机组启动，通过它们带动无自启动能力的机组，逐渐扩大系统恢复范围，最终实现整个系统的恢复。

6.1 电力系统恢复的基本策略

6.1.1 串行恢复

串行恢复中可能碰到的主要问题是高压输电系统充电时产生的无功常常超出充电发电机机组的无功吸收能力的问题，结果可能会导致线路末端出现过电压。因此，这种方式更适用于没有长输电线的小系统，或是有高无功吸收能力的以水电为主的系统，或是服务区域比较紧凑的大系统。

6.1.2 并行恢复

并行恢复是将系统分解成几个子系统同时恢复，各子系统同步后整个网络再互连。系统完全瓦解或没有任何外部互联援助时，常常采用并行恢复。在系统“全黑”的情况下，子系统同步恢复能显著缩短恢复时间。

6.2 系统恢复控制方案的制订

完善的准备措施可以提高恢复效率，对日常的运行工作也有好处，因此，每个系统应针对自己的特点，事先制订出最有效的恢复控制计划。

（1）建立恢复过程命令链。应事先确定各级电力部门制订恢复计划和执行恢复计划的权限，以免在故障恢复过程中产生冲突和延误时间。

（2）组建恢复小组。恢复过程中需要各部门的协调，应清楚地规定恢复小组中每个部门的职责。

（3）准备恢复数据库。有组织的数据对恢复过程是非常有帮助的，这些数据包括：①发电机数据，包括正常特性、独立启动能力或启动要求、重启时间限制、运行能力和限制、继电保护设定值；②输电数据，充电电流、无功控制装置、变压器和移相器、地下电缆和网路、频率测量点和同步装置、低频减载及其他保护计划、备用电源供应；③负荷数据，稳定重启机组所需负荷、关键的公众负荷、配电网中不同情况下的冷启动负荷容量。

（4）电力系统分析软件。用于制订恢复计划的软件包括交互式的潮流、短路、暂态稳定、电磁暂态及中长期动态稳定计算软件。

（5）制订恢复计划，并不断根据系统变化情况和研究情况对恢复计划进行更新。

（6）举行恢复训练研讨会和系统恢复演习，使恢复小组成员及运行人员熟悉大停电后的不寻常情况，提高他们对整个系统的理解和认识，这些将有助于防止系统大停电的发生。

（7）应定期测试关键性的系统元件，包括：紧急备用电源、独立启动机组和通路、发电机启动设备、同步设备。

7 基于 WAMS 的电力系统安全稳定控制

广域测量系统（Wide Area Measurement System，WAMS）是基于实时相量测量单元（Phase Measurement Unit，PMU）、计算机信息技术和现代通信技术在全局范围内对电力系统的状态进行实时同步测量的系统，可以在同一参考时间下捕捉到互联电力系统各地的实时稳态/动态信息，

为电力系统全网数据的同步采集、实时记录、数据的远距离实时传递和实时同步分析处理提供了可能，为研究电力系统稳定和控制提供了新的视角，可能为电力系统中一些长期未能得到很好解决的问题找到新的突破口。基于 WAMS 的信息网络综合传输可以大大简化控制设备的连接方式，实现各种异构控制设备的网络集成和信息共享，使全局稳定控制这一崭新的控制功能成为可能，例如：多机系统协调控制、在线功角稳定和电压稳定的预测及其控制、在线实时测量和参数辨识、基于超实时稳定计算的稳定预测和区域协调稳定控制等。其进一步发展可能模糊现有电力系统控制设备之间的界限，最终导致电力系统控制的变革。

7.1　WAMS 在电力系统暂态稳定预测与控制中的应用

目前投入实际应用的稳定控制系统可分为两种模式，即“离线计算、实时匹配”和“在线预决策、实时匹配”。但由于连锁故障的“不可预见”性，使得以上两种稳定控制系统在实际系统发生故障时很可能无法“匹配”。最理想的稳定控制系统模式是“超实时计算、实时匹配”，这种模式假设在故障发生后，能进行快速的暂态分析以确定系统是否会失稳，若判断系统可能失稳，则给出相应的控制措施以保证系统的暂态稳定性。这种稳定控制系统，其分析计算、命令传输、执行过程的时间极短，理论上可以对任何导致系统暂态失稳的故障给出相应的稳定控制措施，达到对各种系统运行工况、各种故障类型的完全自适应。以下是可能的基于 WAMS 的三种电力系统暂态稳定控制方法。

对于 WAMS 提供的系统动态过程的时间序列响应，直接应用某种时间序列预测方法或人工智能方法预测系统未来的受扰轨迹，并判断系统的稳定性。但由于电力系统在动力学上的复杂性，这种直接外推方法的可靠性还需要进一步研究。

以 WAMS 提供的系统故障后的状态为初始值，在巨型机或 PC 机群上进行电力系统超实时暂态时域仿真得到系统未来的受扰轨迹，从而判断系统的稳定性，就算法而言，这种方法是可靠的，但在连锁故障的情况下，控制中心未必知道该方法需要的电力系统动态模型；再者，该方法要求的时域仿真的超实时度较高，目前对大规模系统应用而言可能还存在一定的困难。

基于 WAMS 提供的系统动态过程的时间序列响应，首先利用某种辨识方法得到一个简化的系统动态模型，对该模型进行超实时仿真得到系统未来的受扰轨迹，并判断系统的稳定性。这种方法的可靠性比第一种方法好，同时仅基于 WAMS 提供的实测信息，不需知道第二种方法所必需的故障后系统动态模型的先验知识，是目前看来比较有前途的方法。

除了判断系统稳定性外，另一个重要问题是若预测结果为系统失稳，则应该确定适当的控制量以避免系统失稳。目前与暂态稳定预测的研究相比，这方面的研究还比较薄弱。它涉及电力系统稳定量化分析和稳定量化指标对控制变量的灵敏度分析，即使在离线环境下，这也是一个难点，实时环境下要求快速给出适当的控制量将更加困难。有些研究以 WAMS 得到的故障后一小段时间内的实测量为输入向量，通过人工神经网络直接将这些实测量映射到控制向量（如切机、切负荷量等）空间，这种方法相当于将暂态稳定预测和求解控制量都隐含在神经网络之中。但人工神经网络的训练需要大量样本，如何保证这些样本对各种系统运行工况和各种可能发生的故障具有足够的代表性是一个难题。由 WAMS 得到的实测信息也可用作稳定控制后备的失步解列装置的触发信号，在这方面的研究中，系统通常被等值成两机系统。

7.2　WAMS 系统用于电压、频率稳定监视及控制

相对于暂态稳定问题，电压稳定和频率稳定问题属于慢动态的范畴，更易于利用 WAMS 信息实现稳定监视和控制。例如：用 WAMS 得到的各节点电压相量测量值，能快速给出电压稳定裕度；以各节点电压相量测量值作为输入变量，设计合理的电压稳定分类器或应用决策树，输出电压安全水平；利用 WAMS 提供的实测信息辨识出一个用于电压稳定分析的系统动态模型，基于该模型预测系统的电压稳定性、频率稳定性，并给出控制方式。

7.3　WAMS 系统用于低频振荡分析及抑制

通常，仅基于本地信息的阻尼控制器（如 PSS），由于不能很好反映区域间的振荡模式，难于很好地抑制区域间的低频振荡。WAMS 的出现为抑制区域间的低频振荡提供了可能，通过 WAMS 获取区域间的发电机相对转子角和转子角速度信号等全局信息，作为阻尼控制器的反馈信号可构成全局闭环控制。采用 WAMS 信号作为控制器输入时，需要考虑的一个问题是 WAMS 信号的时滞（Time Delay）问题，考虑时滞后的闭环系统是一个时滞系统，若时滞过大可能引起闭环系统的不稳定。要选取对时滞影响有一定抑制作用的控制方法。

WAMS 在分析和抑制低频振荡方面还可以发挥以下作用：

（1）直接将系统线性化状态空间方程离散化，利用 WAMS 提供的各离散时间点的测量值，通过最小二乘法计算线性化状态空间方程的系数矩阵，计算该矩阵的特征根并进全系统的稳定性分析。

（2）基于 WAMS 提供的各离散时间点的测量值，采用卡尔曼滤波方法计算系统的机电振荡模式。

（3）应用快速傅立叶变换和小波分析，对 WAMS 提供的节点间的电压相角差振荡曲线进行分析，提取低频振荡模式。与常规离线分析相比，基于 WAMS 的低频振荡分析具有更高的可信度。

参 考 文 献

[1] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definations. Definitions and Classification of Power System Stability. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(2): 1387-1401.

[2] 中华人民共和国电力行业标准 DL/T 755—2001,《电力系统安全稳定导则》. 北京: 中国电力出版社. 2002.

[3] P. M. Anderson, A. A. Fouad. Power System Control and Stability. 2nd ed. U. S. A: IEEE Press, 2003.

[4] P. Kundur. Power system stability and control. New York: McGraw-Hill Inc., 1994.

[5] C. W. Taylor. Power System Voltage Stability(影印版). 北京: 中国电力出版社, 2001.

[6] Paul M. Anderson, B. L. Agrawal, J. E. Van Ness. Subsynchronous Resonance in Power Systems, January 1999, Wiley-IEEE Press.

[7] 卢强, 孙元章. 电力系统非线性控制. 北京: 科学出版社, 1993.

[8] 韩祯祥. 电力系统稳定. 北京: 中国电力出版社, 1995.

[9] 薛禹胜. 运动稳定性量化理论-非线性非自治多刚体系统的稳定性分析. 南京: 江苏科学技术出版社, 1999 年.

[10] 余贻鑫, 王成山. 电力系统稳定性理论与方法. 北京: 科学出版社, 1999.

[11] 王梅义, 吴竞昌, 蒙定中. 大电网系统技术. 2 版. 北京: 中国电力出版社, 1995.

[12] 何仰赞, 温增银. 电力系统分析. 3 版. 武汉: 华中科技大学出版社, 2002.

[13] 夏道止, 李光琦. 电力系统分析: 下册. 北京: 中国电力出版社, 1995.

[14] 王锡凡, 方万良, 杜正春. 现代电力系统分析. 北京: 科学出版社, 2003.

[15] 倪以信, 陈寿孙, 张宝霖. 动态电力系统的理论和分析. 北京: 清华大学出版社, 2002.

[16] 黄琳. 稳定性理论. 北京: 北京大学出版社, 1992.

[17] 马知恩, 周义仓. 常微分方程定性与稳定性方法. 北京: 科学出版社, 2001.

[18] 廖晓昕. 稳定性的理论、方法和应用. 武汉: 华中理工大学出版社, 1999.

[19] Padiyar, K. R., Analysis of Subsynchronous Resonance in Power Systems, October 1998 Kluwer Academic Publisher.

[20] J. J. E. Slotine, W. P. Li. Applied Nonlinear Control. Prentice-Hall, Inc., 1991.

[21] M. Vidyasagar. Nonlinear Systems Analysis. Prentice Hall, Inc., 1978.

[22] H. K. Khalil. Nonlinear Systems. Prentice Hall, Inc., 2002.

[23] E. Hairer, S. P. Norsett, G. Wanner. Solving Ordinary Differential Equations I: Nonstiff Problems, II: Stiff and Differential-Algebraic Problems. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1993.

[24] R. Seydel. Practical Bifrucation and Stability Analysis. Second Edition. Springer-Verlag New York, Inc. 1994.

[25] 李兴源. 高压直流输电系统的运行和控制. 北京: 科学出版社, 1998.

[26] 傅书遏, 倪以信, 薛禹胜. 直接法稳定分析. 北京: 中国电力出版社, 1999.

[27] 周双喜, 朱凌志, 郭锡玖, 王小海. 电力系统电压稳定性及其控制. 北京: 中国电力出版社, 2004.

[28] 彭志炜, 胡国根, 韩祯祥. 电力系统电压稳定性分析. 北京: 中国电力出版社, 2005.

[29] IEEE Power Engineering Society, IEEE Std 1110TM-2002. IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineering, Inc. 2003.

[30] IEEE Working Group on prime mover and energy supply models for system dynamic performance studies. Dynamic models for fossil fueled steam units in power system studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1991, 6(2): 753-761.

[31] IEEE Working Group on prime mover and energy supply models for system dynamic performance studies. Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1992, 7(1): 167-179.

[32] IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication. Voltage stability assessment: concepts, practices and tools. Final Document, August 2002.

[33] CIGRE Task Force 38. 02. 10. Cigre technical brochure: Modeling of voltage collapse including dynamic phenomena. ELECTRA No. 147 April 1993.

[34] IEEE Committee Report. Reader's guide to subsynchronous resonance. IEEE Transactions on Power Systems, 1992, 7(1): 150-157.

[35] IEEE Subsynchronous Resonance Working Group. First benchmark model for computer simulation of subsynchronous resonance. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1977, 96 (5): 1565-1572.

[36] IEEE Subsynchronous Resonance Working Group. Second benchmark model for computer simulation of subsynchronous resonance. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1985, 104(5): 1057-1066.

[37] EPRI Report EL-596. Midterm Simulation of Electric Power Systems. Project RP745, June 1979.

[38] EPRI. Long-Term Dynamic Simulation. Modelling Requirements. EPRI Report EL-6627, Final Report of Project 2473-22, Prepared by Ontario Hydro, December 1989.

[39] CIGRE. Tools for Simulating Long-term Dynamics. CIGRE Task Force 38. 02. 08, Electra, No. 163, 1995, pp: 151-165.

[40] 卢 强, 梅生伟. 现代电力系统灾变防治和经济运行若干重大基础研究. 中国电力, 1999, 10: 25-28.

[41] 陈建业, 王仲鸣. 1996 年夏季美国西部电力系统停电事故. 国际电力, 1998, 2(2): 52-56.

[42] 薛禹胜. 综合防御由偶然故障演化为电力灾难——北

美“8·14”大停电的警示. 电力系统自动化，2003，18：1-5.

[43] 杨卫东，徐政，韩祯祥. 电力系统灾变防治系统研究的现状与目标. 电力系统自动化，2000，24(1)：7-12.

[44] 谷寒雨，陈陈. 一种新的大型电力系统低频机电模式计算方法. 中国电机工程学报，2000，20(9)：50-54.

[45] Chiang H D, Wu F F and Varaiya P P. “A BCU Method for Direct Analysis of Power System Transient Stability”, IEEE/PES 1991 Summer Meeting, San Diego, July 28-Aug. 1, 1991, 91SM 423-4 PWRS.

[46] J. L. Sancha, M. L. Lloréns, B. Meyer, J. F. Vernotte. Application of Long-Term Simulation Programs for Analysis of System Islanding. IEEE Transactions on Power Systems, 1997, 12(1): 189-197.

[47] T. Inoue, T. Ichikawa, P. Kundur, etal. Nuclear Plant Models for Medium-to Long-term Power System Stability Studies. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10(1): 141-148.

第12篇 电力系统控制理论与方法

主编单位：清华大学

主　　编：梅生伟　沈　沉　张雪敏

执　　笔：梅生伟　沈　沉　张雪敏　李　兹　王　建
陈　颖　孙轶民　王智涛　何　飞　伍声宇
郑少明　车文妍

主　　审：卢　强　清华大学
周孝信　中国电力科学研究院

第1章 绪 论

1 概述

什么是控制论？按照控制论的奠基人维纳（N. Wiener）的定义，控制论是一门研究在机构、有机体和社会中的控制和通信的科学。目前，控制论通常表现为一种能够应用于任何系统中的一般控制理论。在这里，所谓的“系统”是指一组任意种类的元素所构成的一个互相关联的整体。“系统”就是我们碰到的控制论中的第一个基本概念。显然，系统并不是由一些杂乱无章的元素拼凑而成的，它应该是由相互联系、相互影响的元素形成的一个有机的整体。作为控制的科学，控制论并不研究一切系统，而只研究控制系统。它包括许许多多的系统，如工程系统、生物系统和经济系统，只要其中存在控制环节。

控制系统的主要特征是，在控制作用的影响下，它能改变自己的运动并进入各种可能状态。例如，由于不同的驾驶作用，一辆汽车可以处于多种空间位置、可以沿着多个方向和以多种速度运动。因此每一个控制系统的特征均可用该系统的固有特性和反映系统与外部运行环境或介质间的相互关系来表示，而一个实际的控制系统通常由机器、自然资源、控制者（人）之类的具体对象所组成。它与环境介质之间的关系是用一定的物理－化学量来表示的（力、能量或物质流等）。

信息是控制论中的另一个基本概念。这是因为在系统中的各个元素之间，和作为相对整体的各个子系统之间，都存在着关联，通过这些关联，各元素或子系统相互作用。这些相互关联，实际上是互相作用的对象之间的能量交换或物质交换。而对后一种交换，其中的主导因素是相互关联的信息，即把关于一个对象的状态信息传给另一个对象，这里信息作为一种特殊的物质形式。

另一方面，无论采取何种控制论方法对系统实施控制，其最终目的只有一个，即认识控制过程特征的客观关系，然后用这些关系来改造自然和建立人工的控制系统，以达到生物的或社会的目的。实际上，任何控制都是从对控制作用进行选择的信息中得出的，即使控制作用本身也是根据控制指令中所包含的信息而得到的。

控制论中最重要的基本概念就是反馈。所谓反馈就是这样一个通道，有关控制结果的信息数据沿着该通道送回系统从而实现对系统的影响或作用。关于控制论的第一篇论文——1943 年由罗森勃吕特（A. Rosenblueth）、维纳（N. Wiener）与别格罗（J. Bigelow）合写的《行为、目的和目的论》，就是从反馈角度研究目的性行为，从而找出了神经系统和自动机之间的一致性。关于控制论的一个划时代的工作是维纳于 1948 年发表的《控制论，或关于在动物和机器中的控制与通讯》，它标志着控制论作为科学的一门重要分支正式诞生。维纳也因此成为控制论的主要创始人之一。

反馈系统的一个著名例子是蒸汽机的调速器。1788 年，为了进一步解决蒸汽机所推动的机械装置的速度控制问题，瓦特（J. Watt）发明离心式调速器，并把它与蒸汽机的阀门连接起来，构成蒸汽机转速调节系统，使蒸汽机变为既安全又实用的动力装置。据估计，在 19 世纪中期，仅英国就有 7.5 万台装有瓦特调速器的蒸汽机装置。由此我们可以对反馈控制或控制论对人类社会的影响和推动作用略见一斑。

控制论的研究和发展过程表明，无论自动机器，还是神经系统、生命系统，乃至经济系统、社会系统，撇开各自的特点，均可视为控制系统。这些系统中都有专门的调节装置控制系统的运转，以维持自身的稳定并实现系统的特定目的和功能。在控制实施过程中，控制机构发出的指令作为控制信息传递到控制对象，待指令执行后，执行的情况再作为反馈信息输送回来，并作为决定下一步控制的依据。

综上所述，整个控制过程实际上是一个信息流通的过程，控制就是通过信息的传输、变换、加工和处理实现的。反馈对系统的控制起着决定性的作用，无论是生物体保持自身的动态平衡（如温度、血压的稳定），或是机器保持自身功能的稳定，都是通过反馈机制实现的。反馈是控制论中的核心问题。简言之，控制论就是研究如何利用控制器，通过信息的变换和反馈作用，使系统能自动按照人们预定的程序运行，最终实现预定目标的学问。

2 控制理论和方法发展简史

控制论在工程技术方面（机械的、电机的和电子的自动控制系统）上的运用，称为自动控制理论，或简称控制理论。控制理论这门科学是在第二次世界大战后才开始发展起来的，但是它发展得如此之快，以致已经在科学和工程的各个分支中，例如在生物学、医学、通信、自动化和经济学等学科都发挥了巨大的作用。现代控制理论的诞生一般是以维纳的名著《控制论，或关于在动物和机器中的控制与通讯》（1948 年）的出版为标志的。在这本著作中，这位杰出的美国数学家清楚地阐述了一般控制理论和方法，并且为从反馈角度考察各种系统的控制与通信问题的控制方法奠定了基础。

无损于维纳和他的同事们的工作，必须指出，自动装置和控制论的思想与基本概念在古代就已产生并获得一定的发展。在公元前 14～公元前 11 世纪，中国、埃及和巴比伦出现了自动计时装置——漏壶，此为人类研制和使用自动装置之始。公元 2 世纪，中国张衡发明了水运浑天仪和自动测量地震的候风地动仪；公元 1086～公元 1092 年，中国苏颂和韩公廉建造具有“天衡”自动调节机构和自动报时机构的水运仪象台等自动装置。但这类早期控制装置均没有得到广泛的应用，更没有导致控制理论的产生。

17 世纪以来，随着社会和生产的发展，在欧洲一些国家相继出现了多种自动装置，其中比较典型的有：法国物理学家帕斯卡（B. Pascal）1642 年发明能自动进位的加法器；荷兰机械师惠更斯（C. Huygens）1657 年发明钟表，提出钟摆理论，并利用锥形摆作调速器；英国机械师 E. Lie 1745 年发明带有风向控制的风磨，可利用尾翼来使主翼对准风向；俄国机械师波尔祖诺夫（И. И. Полэунов）1765 年发明浮子阀门式水位调节器，可实现蒸汽锅炉水位的自动控制。

18 世纪下半叶，蒸汽机和棉花加工机的广泛使用推动

了产业革命。蒸汽机是大工业普遍应用的第一种动力机械，它取代了在生产中作为动力提供者的人或动物，成为大工业迅速发展的动力，从而导致了产业革命。蒸汽机的核心是瓦特的离心调速器（又称飞球调速器），它是一个保证蒸汽机正常运转的自动控制装置。瓦特的这项发明开创了近代自动调节装置应用的新纪元，对第一次工业革命及后来控制理论的发展有着非常重要的影响。在解决随之出现的自动调节装置的稳定性问题的过程中，数学家提出了判定系统稳定性的判据，从而积累了设计和使用自动调节器的丰富经验。继瓦特离心调速器之后，控制工程和理论得到迅速的发展，其中以 1932 年美籍瑞典人奈魁斯特（H. Nyquist）提出奈魁斯特稳定性判据、1945 年美国伯德（H. W. Bode）提出伯德图和 1948 年美国电信工程师埃文斯（W. R. Evans）提出根轨迹法为代表性事件。20 世纪前期在分析和设计反馈伺服系统时广泛采用传递函数和频率响应的概念，其中最常用的方法是奈魁斯特法、伯德法和埃文斯法。这三类方法不仅能定性地判明设计方向，而且它本身就是近似计算的简便工具。因此，对于在很大程度上仍然需要依靠经验和试验测试的实际工程问题的控制设计来说，频率法是特别有效和受欢迎的。总的说来，20 世纪 30～40 年代为适应单变量调节和随动系统的设计而发展起来的频率法奠定了经典控制理论的基础，以后该方法又成为分析和设计线性自动控制系统的主要方法。而 1948 年美国维纳发表《控制论，或关于在动物和机器中的控制与通讯》，则标志着经典控制理论基本形成和现代控制理论的诞生。而经典控制理论这个名称是 1960 年在第一届全美自动控制会议上提出来的，以区别于后来出现的现代控制理论。这次会议把系统与控制领域中研究单变量控制问题的学科称为经典控制理论，研究多变量控制问题的学科称为现代控制理论。

1945 年，美国数学家维纳把反馈的概念推广到一般控制系统。1948 年维纳发表《控制论，或关于在动物和机器中的控制与通讯》一书，为控制论奠定了基础。同年，美国电信工程师香农（C. E. Shannon）发表《通信的数学理论》，为信息论奠定了基础。维纳和香农从控制和信息这两个侧面研究系统的运动，维纳还从信息的观点来研究反馈控制的本质，从此人们对反馈和信息有了较深刻的理解。1954 年，我国科学家钱学森在美国出版了《工程控制论》，该书全面总结了经典控制理论，并进一步将其提升到更一般的理论高度上。该书的出版使得控制科学能够直接应用于工程系统的控制设计，同时使得工程技术人员眼界更开阔，并能用更系统的方法来观察工程控制问题，从而获得解决问题的更有效的新方法。

20 世纪 50 年代以后，由高速飞行器、核反应堆、大电力网和化工厂等现代高技术工程所引发的控制难题促使控制科学家对非线性、继电、时滞、时变、分布参数和有随机输入等系统进行了深入的研究。虽然经典控制理论基本上能满足第二次世界大战中军事技术上的需要和战后工业发展上的需要，但是到了 50 年代末控制界就发现若把经典控制理论的方法推广到多变量系统则会得出错误结论。也正是由于该原因，妨碍了经典控制论直接用于更复杂的控制问题，其局限性主要体现在以下三个方面：

（1）经典控制理论仅局限于线性定常系统，因为其本质上是一种频率法，而该方法对信号的描述依赖各个频率的分量，故只能用迭加原理才能进行分析。因此，频率法只限于线性定常系统。

（2）经典控制理论仅限于单输入—单输出的反馈系统。由于经典控制理论是建立在传递函数的基础上，对系统采用“输入—输出”描述方法，故从本质上忽视了系统结构的内在特征。从这个意义上说，经典控制论归根结底是要设计一个满足一定指标的传递函数，因此只适用于单输入—单输出的反馈系统。

（3）经典控制理论的系统设计通常是通过尝试法进行的，它往往依赖于设计人员的经验，而不能从理论上给出令人满意的设计方案。

另一方面，科学技术的发展不仅对控制理论提出了挑战，也同时为理论的形成创造了条件。1956 年，苏联数学家庞特利亚金（Л. С. Pontryagin）提出极大值原理。同年，美国数学家贝尔曼（R. Bellman）创立动态规划。极大值原理和动态规划的诞生为最优控制提供了强有力的理论工具。1959 年，美国数学家卡尔曼（R. E. Kalman）提出著名的卡尔曼滤波器。该滤波器是一种递推滤波器，可直接从信号模型出发，用递推的方法求解最优线性滤波器的结构和最优增益，从而能够动态跟踪系统和输出信号。卡尔曼滤波器适合于计算机实现，可用来解决随机最优控制问题。1960 年卡尔曼又提出能控性和能观性两个概念，深刻揭示了线性系统各属性间的内在联系。卡尔曼还引入状态空间法，提出具有二次型性能指标的线性状态反馈律，给出最优调节器的概念。卡尔曼的上述工作标志着现代控制理论的诞生。

在过去的 50 年里，控制理论和自动化技术获得了巨大的发展。以控制论为基础的系统科学对社会生产力的提高和科学技术的进步做出了不可低估的贡献。社会在发展，科学在交叉、交互、融合，技术革命方兴未艾。由于政治、经济、人口、军事、金融、工业生产过程等各个领域的需要，控制理论和方法与微电子及计算机技术的结合日益紧密。同时随着计算机科学、网络和智能信息处理技术的进步，以及社会生产力发展的强烈需求，在如何解决日益增加的复杂系统（如电力系统）、网络系统、多传感器信息融合、生物、基因、量子计算、社会经济与生态等重大问题上，控制科学和自动化领域的研究者们在 21 世纪初面临着更重大的、更为迫切的挑战。

近年来，控制理论在非线性控制、分布参数系统控制、系统辨识、随机与自适应控制、鲁棒控制与分析、离散事件动态系统和智能化控制等几个主要方向上取得了重要进展。预计今后若干年内，这些方向仍然将是控制理论和方法发展的主要研究方向，它们之间的交叉与结合将形成许多新的学科增长点。控制理论和方法的发展可大致归纳为以下三个方向：

（1）非线性控制。非线性控制是控制理论中一个重要的研究分支，目前在此方向的一些研究成果已应用于机器人、直升飞机与电力系统控制等实际控制工程中。可以预见，非线性控制理论的进一步发展，将对多机器人系统协调操作与以大型电力网络稳定安全为背景的非线性系统的控制工程等产生重大影响。此外，混沌系统作为非线性系统的重要组成部分，在混沌生成、混沌抑制、混沌同步化、混沌通信应用以及混沌信息编码等方面已经取得一些突破性的进展。这些研究成果对复杂控制系统的深入研究具有重要的借鉴意义。

（2）鲁棒控制。由于系统的数学模型与实际系统可能存在着参数或结构等方面的差异，而设计控制律大多都是依赖系统的精确数学模型，这时为了保证实际系统对外界干扰和系统内部的不确定性具有较小的敏感性，于是导致了系统鲁棒控制问题研究。鲁棒控制本质上属于系统在大范围摄动下

的控制理论研究范畴，它可以对一大类连续时间非线性系统设计自适应控制律。20世纪80年代出现的H_∞设计方法推动了鲁棒控制理论的发展。目前，H_∞控制已成为鲁棒控制领域最具代表性的方法。如何有效利用过程信息来降低系统的不确定性并抑制其对系统的影响，是鲁棒控制研究的核心内容。近几年，非线性系统、时滞饱和系统、时滞故障系统的鲁棒控制问题已经成为新的热点研究方向，而且已经有不少应用实例，例如，核反应堆的温度跟踪鲁棒控制、导弹系统的鲁棒自适应最优跟踪设计、机器人操作的鲁棒神经网控制等。

（3）智能控制。近十年来，得益于计算机科学技术和智能信息处理的高速发展，智能控制逐渐形成一门新学科，并在实际应用中显示出强大的生命力。与此同时，控制学工作者开始认识到，在许多系统中，复杂性不只是表现在高维性上，更多的则是表现在系统信息的模糊性、不确定性、偶然性和不完全性上。随着许多复杂的社会经济与生态问题和全球网络信息安全问题的出现及对许多复杂系统“涌现”机理的研究，科学家对传统的控制理论与非线性分析、随机系统、统计学习、人工智能、认知科学等学科的结合产生了极大兴趣，特别是将人工神经网络、模糊逻辑、遗传计算、专家系统、混沌和其他常规信号信息处理相结合，在新的层次上实现控制的自适应和反馈。

复杂系统和智能系统的研究是21世纪控制科学发展的主要方向之一，宋健院士在1999年的北京IFAC大会上所作的“智能控制——跨越世纪的目标”的报告中明确指出了智能系统研究的重要性。在21世纪，控制科学的发展面临着严峻问题与挑战，又存在良好发展机遇。为了解决面临的难题，第一，要把传统的控制科学的研究进一步深化、综合化，重视控制硬件、软件和智能信息处理方法的结合，实现控制系统的智能化；第二，要大力推进控制科学与计算机科学、信息科学、系统科学以及人工智能的有机结合，为控制科学的发展提供新思想、新方法和新技术；第三，要以重大需求为导向推动控制科学与技术向更高层次发展，使控制科学与技术在我国以信息化带动工业化和社会经济的快速健康发展中发挥重要作用。

总而言之，20世纪以来，控制理论与方法对世界技术文明的进步做出了巨大贡献，是现代技术科学的思想基石和方法论。经过半个多世纪的发展，控制理论的应用已经使人类极大地突破了自身能力的极限，成为人类认识和改造自然过程中的一个不可缺少的基本手段。在21世纪，控制理论的发展将使人们以更科学的方式来处理人民生活、社会经济、生态环境、工业生产以及高科技领域中出现的复杂系统控制问题，特别是电力系统发展所面临的问题，使之更好地造福于人类和社会。

3 电力系统控制概况

电力系统运行的稳定性，即动态安全可靠性是电力系统运行的首要问题。如果大型电力系统运行的稳定性遭到破坏，就可能造成一个或者数个大区域停电，使社会陷于瘫痪和混乱，严重者危及国家安全，对于国计民生造成灾难性损失。在这方面，美国、前苏联、加拿大、欧洲和日本等国都有过惨痛教训。

另一方面，改善与提高电力系统稳定性的最经济和最有效的手段是采用先进的控制理论和方法。在过去的半个世纪里，人们为了改进与发展电力系统控制技术进行了大量的艰辛探索与研究。

可以毫不夸张地讲，电力系统控制理论和方法的发展历程从一个侧面反映了控制理论本身的发展过程，二者几乎是同步进行的。

20世纪70年代以前，经典控制是电力系统控制的主流。如发电机励磁控制主要采用单变量反馈方式，即采用发电机端电压偏差作为反馈量的控制方式。属于这种单输入控制方式的有比例式控制方法和比例—积分—微分（PID）控制方式两种。

随着电力系统本身的发展，人们深感这种单输入控制方式的不足。于是，70年代美国通用电气公司（GE）推出了在电压偏差外再增加一个辅助反馈变量的控制方式。这个辅助反馈量可以是发电机的转速偏差$\Delta\omega$、发电机的频率偏差Δf或发电机有功功率的偏差ΔP_e。这样，发电机励磁控制就由单输入控制系统发展成为多输入控制系统，也就是PSS控制方式。在此期间，前苏联按照他们自己独特的设计方法——多变量D域划分法，发展了他们称之为强力型励磁调节器的励磁控制方式。该方式除电压偏差外，还附加了电流量、频率偏差及其一阶导数、有功功率偏差及其一阶导数等反馈量，但由于所应用的设计理论和方法上的局限性，这种控制方式至今未能取得预期效果。

20世纪70年代，为抑制电力系统低频振荡进而提高系统运行稳定性，在我国，一方面引进美国的PSS励磁控制方式并加以改进，另一方面，又发展了具有独立知识产权的线性最优励磁控制（LOEC）方式。这种方式采用电压偏差、转速（或频率）偏差以及有功功率偏差作为反馈变量，各反馈变量的增益系数是线性二次型黎卡梯（Linear Quadratic Riccati，LQR）问题的解。这种LOEC的励磁控制方式已在我国数百个大型电站得到成功应用，对提高电力系统的稳定性有显著的效果。

一般来说，电力系统是非线性动态系统，而上述PID、PSS或线性最优控制方式的设计方法都有一个共同点，那就是将电力系统原有的非线性状态方程在某一特定运行方式下进行线性化。很显然，这种近似线性化的数学模型并不能精确表述实际控制系统。因此，以其为依据的控制器也就很难精确有效地工作。换言之，这种近似化设计方法与提高电力系统大干扰稳定性的要求不相适应。实际上，用非线性控制理论与方法设计电力系统控制器的思想就是为解决这一问题提出来的。一般而言，电力系统的强非线性是促使人们研究基于微分几何的非线性最优控制的主要原因。传统的局部线性化方法由于其对干扰无能为力，从而使所设计的控制器对系统运行状况不具有鲁棒性，而大范围的微分几何控制则克服了这一缺点，使控制器能够显著提高电力系统暂态稳定性。电力系统的微分几何控制研究始于20世纪80年代初期。到目前为止，电力系统非线性控制已经具备了完备的理论体系，根据这一理论研制的非线性最优励磁调节器已经成功应用于我国东北、华北电网等数十个发电厂，取得巨大的经济和社会效益。

进入20世纪90年代，电力科技工作者已充分认识到，随着电力系统规模的不断增大和复杂程度的不断增加，系统设计时必须考虑不确定性对系统的影响。电力系统的不确定性通常包括外部干扰（如短路、雷击等）、未建模动态和参数误差等，而已有控制方法，无论经典控制、线性控制还是非线性控制、均严格依赖于具有固定结构和已知参数的精确数学模型。实际上，建立一个能够精确反映系统动态行为的严格数学模型是不可能的。于是电力系统鲁棒控制应运而生。该控制方法的主要思路是，在系统建模时充分考虑不确定性

的影响，即将实际被控对象在数学上描述为一类系统集，该集合由模型的精确已知部分（并称为标称系统）以及由不确定性所构成的某个可描述集构成；鲁棒控制的目的就是基于上述模型设计一个控制器使得闭环系统对系统集内的所有系统均满足期望的性能指标。目前电力系统鲁棒控制理论和方法已取得长足的进展，其中根据反馈线性化 H_∞ 方法研制的鲁棒 PSS 已经用于东北白山电厂，而该方法突破了多年来困扰控制界的求解哈密顿—雅可比—伊萨克（Hamilton-Jacobi-Issacs）不等式构造控制器的瓶颈。另外，针对电力系统中一类广泛存在的非最小相位系统，如水轮机调速系统提出了扩展 H_∞ 设计方法，并根据该方法研制了大型水轮发电机组鲁棒调速控制装置并通过国网公司验收。该装置有望在三峡电厂获得推广应用。此外，鲁棒控制方法还广泛应用于 STATCOM、TCSC 超导储能设备和 UPFC 等 FACTS 设备的控制器设计。

如上所述，电力系统复杂性的一个重要标志是非结构化和不确定性。而在该条件下，在与控制对象有强相互作用的复杂环境中，实现最优目标的闭环自动控制，是电力系统控制面临的新课题。由于智能控制能够实现系统在复杂环境下的大范围快速自适应和自组织，因此近年来在电力系统的应用获得了长足的进展。但严格来说，智能控制并不能取代传统的常规控制，它只是现有电力系统常规控制理论和方法的进一步发展和提高。与现有控制理论对逻辑严谨性与数学优美性的追求比较而言，电力系统智能控制研究更关注电力工程实践的迫切要求，其“智能”一词是一个具有工程实际意义的概念，是对电力系统的自动化程度、范围及控制任务复杂性的表征。

目前，智能控制的五种具有代表意义的方法——递阶控制、专家控制、学习控制、模糊控制及神经网络控制已广泛应用于电力系统各个领域，包括发电机励磁、调速、电网电压稳定以及 FACTS 设备等诸多领域，取得了显著的经济和社会效益。

第2章 经 典 控 制

1 概述

经典控制理论（Classical Control Theory）形成于20世纪40～50年代。经典控制理论以传递函数为基础，主要研究线性时不变、单输入/单输出的控制问题。

在分析和设计反馈控制系统时，经典控制论主要采用频率法，其中以奈魁斯特判据、伯德图和根轨迹法最为广泛。频率法设计目标简单明确、计算方便，特别适合需要依赖工程经验或测试进行控制器设计的系统，至今在实际系统中仍有广泛应用。

2 传递函数

控制系统的分析和设计完全建立在控制系统数学模型的基础上，因此，数学模型的正确性和准确性是非常重要的。下面介绍经典控制中常用的数学模型，即复数域中的传递函数、结构图以及频域中的频率特性等。

2.1 传递函数的定义和性质

2.1.1 定义

线性定常系统的传递函数，定义为零初始条件下，系统输出量的拉氏变换与输入量的拉氏变换之比。

设线性定常系统由下述 n 阶线性常微分方程描述

$$a_0\frac{\mathrm{d}^n}{\mathrm{d}t^n}c(t)+a_1\frac{\mathrm{d}^{n-1}}{\mathrm{d}t^{n-1}}c(t)+\cdots+a_{n-1}\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}c(t)+a_nc(t)$$
$$=b_0\frac{\mathrm{d}^m}{\mathrm{d}t^m}r(t)+b_1\frac{\mathrm{d}^{m-1}}{\mathrm{d}t^{m-1}}r(t)+\cdots+b_{m-1}\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}r(t)+b_mr(t) \tag{12.2-1}$$

式中：$c(t)$为系统输出量；$r(t)$为系统输入量；$a_i(i=0,1,\cdots,n)$和$b_j(j=0,1,\cdots,m)$是与系统结构和参数有关的常系数。

设 $r(t)$和 $c(t)$及其各阶导数在 $t=0$ 时的值均为零，即零初始条件。对上式中各项分别求拉氏变换，并令 $C(s)=\mathcal{L}[c(t)]$，$R(s)=\mathcal{L}[r(t)]$，可得

$$[a_0s^n+a_1s^{n-1}+\cdots+a_{n-1}s+a_n]C(s)$$
$$=[b_0s^m+b_1s^{m-1}+\cdots+b_{m-1}s+b_m]R(s) \tag{12.2-2}$$

于是，由定义得系统传递函数为

$$G(s)=\frac{C(s)}{R(s)}=\frac{b_0s^m+b_1s^{m-1}+\cdots+b_{m-1}s+b_m}{a_0s^n+a_1s^{n-1}+\cdots+a_{n-1}s+a_n}=\frac{M(s)}{N(s)} \tag{12.2-3}$$

式中

$$M(s)=b_0s^m+b_1s^{m-1}+\cdots+b_{m-1}s+b_m$$
$$N(s)=a_0s^n+a_1s^{n-1}+\cdots+a_{n-1}s+a_n \tag{12.2-4}$$

2.1.2 传递函数的零点和极点

传递函数的分子多项式和分母多项式经因式分解后可写为如下形式

$$G(s)=\frac{b_0(s-z_1)(s-z_2)\cdots(s-z_m)}{a_0(s-p_1)(s-p_2)\cdots(s-p_n)}$$
$$=K^*\frac{\prod_{i=1}^{m}(s-z_i)}{\prod_{j=1}^{n}(s-p_j)} \tag{12.2-5}$$

式中：$z_i(i=1,2,\cdots,m)$称为传递函数的零点；$p_j(j=1,2,\cdots,n)$称为传递函数的极点。

传递函数的零点和极点可以是实数，也可是复数；系数 $K^*=b_0/a_0$ 称为传递系数或根轨迹增益。

传递函数的分子多项式和分母多项式经因式分解后也可写成如下因子连乘积的形式

$$G(s)=\frac{b_m(\tau_1s+1)(\tau_2^2s^2+2\zeta_2\tau_2s+1)\cdots(\tau_is+1)}{a_n(T_1s+1)(T_2^2s^2+2\xi_2T_2s+1)\cdots(T_js+1)} \tag{12.2-6}$$

式中：一次因子对应于实数零极点；二次因子对应于共轭复数零极点；τ_i 和 T_j 称为时间常数；$K=b_m/a_n=K^*\prod_{i=1}^{m}(-z_i)/\prod_{j=1}^{n}(-p_j)$ 称为传递函数系数或增益。

2.2 典型环节的传递函数

2.2.1 比例环节

比例环节又称放大环节，其输出量与输入量之间的关系为一种固定的比例关系。换言之，它的输出量能够无失真、无滞后地按一定的比例复现输入量。比例环节的表达式为

$$c(t)=Kr(t) \tag{12.2-7}$$

比例环节的传递函数为

$$G(s)=\frac{C(s)}{R(s)}=K \tag{12.2-8}$$

在物理系统中无弹性变形的杠杆、非线性和时间常数可以忽略不计的电子放大器等，都可以认为是比例环节。

2.2.2 惯性环节

惯性环节又称为非周期环节，其输出量和输入量之间的关系可以用以下的微分方程描述

$$\tau\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}c(t)+c(t)=Kr(t) \tag{12.2-9}$$

对应的传递函数为

$$G(s)=\frac{C(s)}{R(s)}=\frac{K}{\tau s+1} \tag{12.2-10}$$

式中：τ 为时间常数；K 为比例系数。

应该指出，在控制系统中，由于输入量和输出量可以是不同量纲的物理量，所以比例系数 K 不一定是无量纲的。

2.2.3 积分环节

积分环节的动态方程为

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}c(t)=Kr(t) \tag{12.2-11}$$

或

$$c(t)=K\int r(t)\mathrm{d}t$$

上式表明，积分环节的输出量和输入量的积分成正比。比例系数 K 与时间量纲有关。当输入量和输出量为相同的物理量时，K 的量纲为 s^{-1}。

积分环节的传递函数为

$$G(s) = \frac{C(s)}{R(s)} = \frac{K}{s} \tag{12.2-12}$$

由上式不难求出其单位阶跃响应

$$e(t) = Kt \tag{12.2-13}$$

上式表明，只要有一个恒定的输入量作用于积分环节，其输出量就与时间成正比地无限增加。

2.2.4 微分环节

理想微分环节的特点是，其输出量与输入量对时间的导数成正比，即

$$c(t) = \tau \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} r(t) \tag{12.2-14}$$

式中：τ 为时间常数。

其传递函数为

$$G(s) = \frac{C(s)}{R(s)} = \tau s \tag{12.2-15}$$

若输入信号为单位阶跃信号，即 $r(t) = l(t)$，则输出的单位阶跃响应为

$$c(t) = \tau \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} l(t) = \tau \delta(t) \tag{12.2-16}$$

这是一个面积为 τ 的脉冲，脉冲宽度为零，幅值为无穷大。这种理想微分环节在实际中是不存在的。

2.2.5 振荡环节

振荡环节的微分方程是

$$\tau^2 \frac{\mathrm{d}^2}{\mathrm{d}t^2} c(t) + 2\zeta\tau \frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t} c(t) + c(t) = Kr(t) \tag{12.2-17}$$

其传递函数为

$$G(s) = \frac{C(s)}{R(s)} = \frac{K}{\tau^2 s^2 + 2\zeta\tau s + 1} \tag{12.2-18}$$

式中：τ 为时间常数；ζ 为阻尼系数（阻尼比）。

2.2.6 滞后环节

滞后环节的特点是，输出信号比输入信号滞后一定的时间，其表达式为

$$c(t) = r(t - \tau) \tag{12.2-19}$$

式中：τ 为滞后时间，或称死时。

对上式进行拉普拉斯变换，可得

$$C(s) = \int_0^\infty r(t-\tau)\mathrm{e}^{-st}\,\mathrm{d}t = \int_0^\infty r(\zeta)\mathrm{e}^{-s(\zeta+\tau)}\,\mathrm{d}\zeta = \mathrm{e}^{-\tau s}R(s) \tag{12.2-20}$$

其中，$\zeta = t - \tau$，由此可得滞后环节的传递函数

$$G(s) = \frac{C(s)}{R(s)} = \mathrm{e}^{-\tau s} \tag{12.2-21}$$

注：1. 系统的典型环节是按数学模型的共性去建立的，它与系统所采用的元件不是一一对应的。

2. 分析或设计控制系统必须先建立系统或被控对象的数学模型，再将其与典型环节的数学模型对比，即可确定构成它的典型环节。

3. 典型环节的概念只能用于线性定常系统。

2.3 频率特性

将传递函数中的 s 以 $\mathrm{j}\omega$ 代替，则有

$$G(\mathrm{j}\omega) = \frac{Y(\mathrm{j}\omega)}{U(\mathrm{j}\omega)} \tag{12.2-22}$$

ω 从 $-\infty$ 到 $+\infty$ 取值，即得控制系统的频率特性为

$$G(\mathrm{j}\omega) = A(\omega)\mathrm{e}^{\mathrm{j}\varphi(\omega)} \tag{12.2-23}$$

式中：$A(\omega)$ 是输出信号的幅值与输入信号幅值之比，称为幅频特性；$\varphi(\omega)$ 是输出信号的相角与输入信号的相角之差，称为相频特性。

在工程分析和设计中，一般都把线性系统的频率特性画成曲线，然后用图解法分析研究。常用的频率特性曲线有三种：幅相频率特性曲线、对数频率特性曲线和对数幅相曲线。

下面着重介绍一下应用最广的对数频率特性曲线，见图 12.2-1。

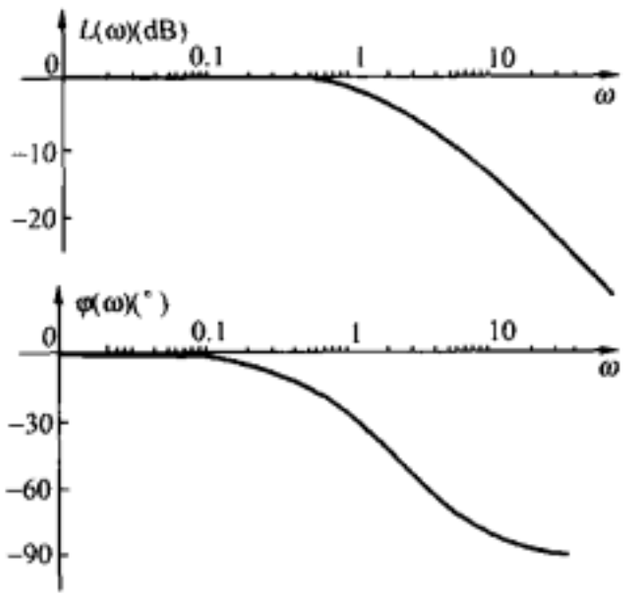


图 12.2-1 对数幅频/相频特性曲线

对数频率特性曲线又叫做伯德图。其对数幅频曲线的横坐标按 $\lg\omega$ 分度，单位是弧度/秒(rad/s)，纵坐标按 $20\lg|G(\mathrm{j}\omega)|$ 分度，单位为分贝(dB)。这里对数是以 10 为底的；对数相频曲线的横坐标也按 $\lg\omega$ 分度，单位是弧度/秒(rad/s)，纵坐标按 $\varphi(\omega)$ 线性分度，单位是度(°)。伯德图的主要优点在于利用对数运算可以将乘除运算化为加减运算。

3 控制系统分析

对于一个控制系统而言，稳定性、稳态性能和动态性能是最被关注的三个方面。而控制系统分析，就是分析系统的结构和参数与稳定性、稳态性能以及动态性能的关系。

3.1 系统的稳定性

在控制系统的特性中，稳定性是最重要的性能。一个不稳定的系统是没有任何使用价值的。下面介绍李亚普诺夫(Lyapunov)稳定和有界输入有界输出(BIBO)稳定。

3.1.1 李亚普诺夫稳定性

考察一般非线性系统

$$\dot{x}(t) = f(x(t), t) \tag{12.2-24}$$

对于它的近似线性化系统，可将其写成齐次状态方程的形式

$$\dot{x}(t) = Ax(t) \tag{12.2-25}$$

在状态空间中，设 x_e 是系统的平衡状态，在 $t = t_0$ 时刻，系统初始状态为 x_0，当 $t > t_0$ 后，系统将自由运动，状态 $x(t)$ 则随时间发生变化。若对 $\forall \epsilon > 0$，总存在一个正实数 $\delta > 0$，当 $\| x_0 - x_e \| < \delta$ 时，总有 $\| x(t) - x_e \| < \epsilon$，则称系统是稳定的。

这里 $\| \cdot \|$ 为欧几里德范数。如果在上述条件下，不等式 $\| x(t) - x_e \| < \epsilon$ 不成立，则称系统不稳定。

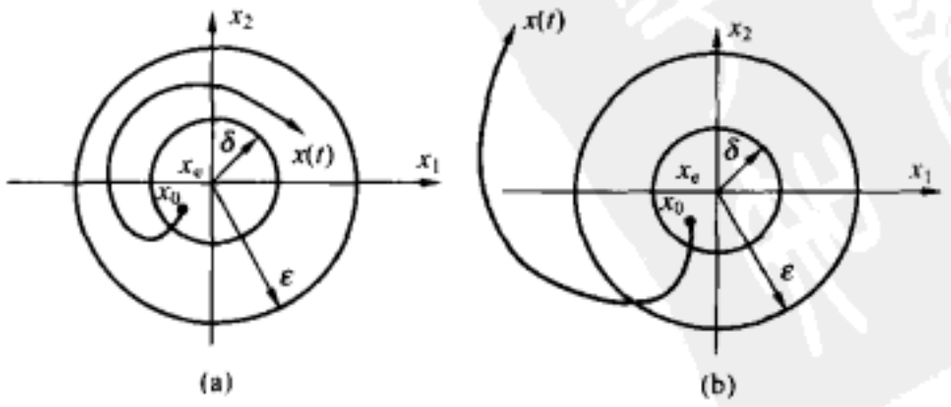


图 12.2-2 李亚普诺夫稳定性的二维示意图

(a) 系统稳定；(b) 系统不稳定

3.1.2 有界输入有界输出稳定

在工程上还有用输入输出关系来描述稳定性的定义，这就是有界输入有界输出（BIBO）稳定。该定义给出了一个工程化的测试稳定性方法，简述如下：一个线性定常系统，如果对任意一个有界输入都产生一个有界输出，则称该系统为 BIBO 稳定。

3.1.3 稳定判据

稳定判据是用来判定系统是否稳定的依据，其中应用最为广泛的是劳斯（Routh）判据和奈魁斯特判据。

劳斯和赫尔维茨分别于 1877 年和 1895 年独立提出了判断系统稳定性的代数判据，称为劳斯—赫尔维茨判据。在介绍劳斯判据之前，先介绍一下赫尔维茨判据。

设线性系统的特征方程为

$$D(s)=a_0s^n+a_1s^{n-1}+\cdots+a_{n-1}s+a_n=0,\ a_0>0 \tag{12.2-26}$$

则系统稳定的必要条件是：在上述特征方程中，各项系数为正数。

根据赫尔维茨稳定判据，线性系统稳定的充分且必要条件是：由系统特征方程各项系数所构成的主行列式及其顺序主子式全部为正。

当系统特征方程的次数较高时，应用赫尔维茨判据的计算工作量较大。在工程设计中，应用最广泛的还是劳斯判据。

3.1.3.1 劳斯判据

劳斯稳定判据为表格形式，称为劳斯表（见图 12.2-3）。劳斯表的前两行由系统特征方程的系数直接构成。劳斯表中的第 1 行，由特征方程的第 1、3、5…项系数构成；第 2 行，由 2、4、6…项系数组成。劳斯表中以后各行的数值，需按下表逐行计算，凡在运算过程中出现的空位，均设为零，这种过程一直进行到第 n 行为止，第 $n+1$ 行仅第一列有值，且正好等于特征方程的最后一项系数 a_n。表中系数排列呈上三角形。

s^n	a_0	a_2	a_4	…
s^{n-1}	a_1	a_3	a_5	…
s^{n-2}	$b_1=\dfrac{a_1a_2-a_0a_3}{a_1}$	$b_2=\dfrac{a_1a_4-a_0a_5}{a_1}$	$b_3=\cdots$	…
s^{n-3}	$c_1=\dfrac{b_1a_3-a_1b_2}{b_1}$	$c_2=\dfrac{b_1a_5-a_1b_3}{b_1}$	$c_3=\cdots$	…
…	…	…	…	…
s^0	…	0	0	0

图 12.2-3 劳斯表

按照劳斯判据，由特征方程所表征的线性系统稳定的充分且必要条件是：劳斯表中第一列各值为正。如果劳斯表第一列中出现小于零的数值，系统就不稳定且第一列各系数符号的改变次数，代表特征方程的正实部根的数目。

劳斯稳定判据的特殊情况：

（1）劳斯表中某行的第一项为零，而其余各项不为零，或不全为零。

此时，计算劳斯表下一行的第一个元时，将出现无穷大，使劳斯稳定判据失效。为解决该问题，可以用因子$(s+a)$乘以原特征方程，其中 a 可为任意正数，然后对新的特征方程应用劳斯稳定判据，可以防止上述情况出现。

（2）劳斯表中出现全零行。

这种情况表明特征方程中存在一些绝对值相同但符号相异的特征值。当劳斯表中出现全零行时，可用全零行上面一行的系数构造一个辅助方程 $F(s)=0$，并将辅助方程对复变量 s 求导，用所得导数方程的系数取代全零行的元，便可按劳斯稳定判据的要求继续运算下去，直到得出完整的劳斯计算表。辅助方程的次数通常为偶数，它表明数值相同但符号相反的根数。所有那些数值相同但符号相异的根，均可由辅助方程求得。

3.1.3.2 奈魁斯特判据

奈魁斯特图（见图 12.2-4）是系统频率响应的一种图示方法，是当 ω 由零变化到无穷大时，在复平面上 $G(j\omega)$ 幅值与 $G(j\omega)$ 相角的关系图，即以 ω 为参变量的矢量 $G(j\omega)$ 的轨迹。奈魁斯特图又称为极椭图。

在频域内奈魁斯特判据是研究控制系统稳定性的基本方法，同时也是用频域方法分析和设计控制系统的理论依据。奈氏判据的具体表述如下：反馈控制系统稳定的充分必要条件是系统开环传递函数的奈魁斯特图不穿过临界点（−1，j0）点，且逆时针包围（−1，j0）点的圈数 R 等于开环传递函数的正实部极点数 P。

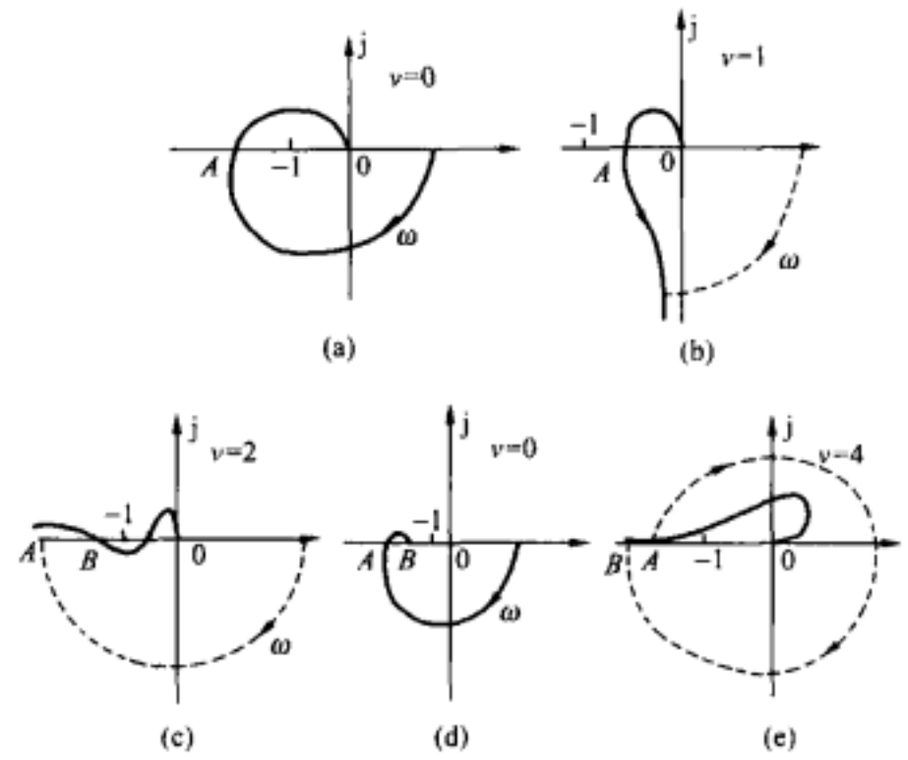


图 12.2-4 系统开环半闭合曲线

由幅角原理可知，奈魁斯特曲线（沿虚轴由 $-j\infty$ 到 $+j\infty$ 并包围整个右半复平面的曲线）包围函数 $F(s)=1+G(s)H(s)$ 的零点数即反馈控制系统正实部极点数为

$$Z=P-R$$

当 $P\neq R$ 时，$Z\neq 0$，说明系统存在正实部极点，系统闭环不稳定。而当开环传递函数的奈魁斯特图穿过（−1，j0）点时，表明闭环系统存在极点 $s=\pm j\omega_n$，使得

$$G(\pm j\omega_n)H(\pm j\omega_n)=-1$$

即系统闭环特征方程存在共轭纯虚根，系统可能临界稳定。

3.2 系统的稳态性能

控制系统的稳态性能包括系统的稳态误差、抗外部和内部干扰能力等特性，是评价控制精确度的重要指标。研究系统的稳态性能，要考察系统的稳态响应过程。一般工程实际中，过渡过程（时间常数的 4～5 倍）结束以后，即可以认为系统进入了稳态。

3.2.1 稳态误差

稳态误差是控制系统的一个重要稳态性能指标。通常在阶跃函数、斜坡函数或加速度函数作用下进行测定或计算。如时间趋于无穷时，系统的输出量不等于输入量或输入量的确定函数，则系统存在稳态误差。稳态误差是系统控制精度或抗扰动能力的一种度量。

根据控制系统的典型结构（见图 12.2-5），控制系统由

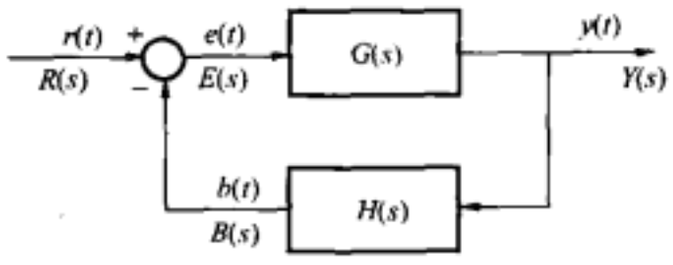


图 12.2-5 控制系统典型结构

输入定义的误差为

$$e(t) = r(t) - b(t) \tag{12.2-27}$$

式中：$b(t)$ 为负反馈量。

在实际系统中，输入误差 $e(t)$ 可以直接测量得到，因此，由输入定义的误差在实际系统中应用较多。

3.2.2 干扰信号

干扰信号由控制系统的内部或外部产生，作用于控制系统，并影响控制系统的性能。系统内部的干扰信号是指由于系统内元件的非线性或参数变化等因素引起的。外部干扰信号在系统的工作环境中产生，可以看成是一个系统的外加信号。存在外部干扰的闭环控制系统的结构如图 12.2-6 所示，其中 $D(s)$ 就是干扰信号。

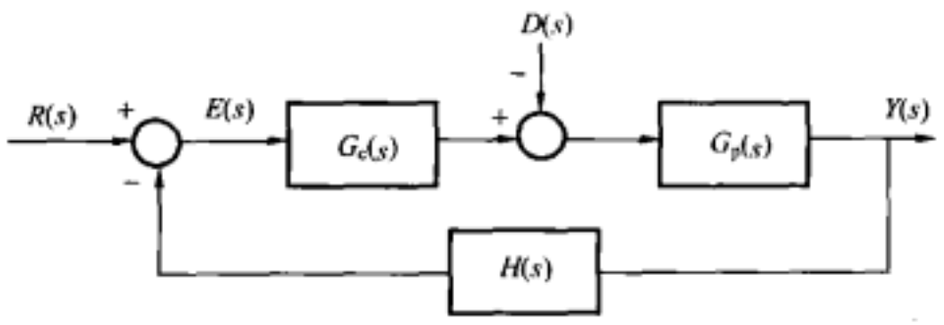


图 12.2-6 存在外部干扰的闭环控制系统

要减小或消除外部干扰对稳态误差的影响，必须增加扰动作用点以前的控制器放大倍数或设置积分环节。此外，对外部干扰信号的补偿控制是减小和抑制外部干扰信号的有效手段。

3.3 系统的动态性能

稳定是控制系统能够运行的首要条件，因此只有当动态过程收敛时，研究系统的动态性能才有意义。

描述稳定的系统在单位阶跃函数作用下，动态过程随时间 t 的变化状况的指标，称为动态性能指标。

典型的动态性能指标有：最大超调量、上升时间、峰值时间和调整时间。图 12.2-7 是一个线性控制系统的典型单位阶跃响应，其性能指标的定义如下：

（1）最大超调量 M_p。最大超调量定义为暂态期间输出超过对应于输入的终值的最大偏离量。最大超调量的数值也用来度量系统的相对稳定性。最大超调量通常表示为阶跃响应终值的百分数，即

$$\text{最大超调百分数} = \frac{\text{最大超调量}}{\text{终值}} \times 100\%$$

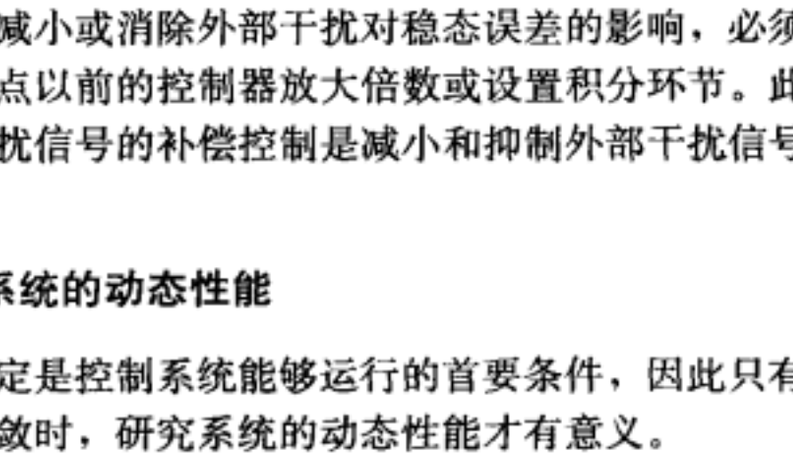


图 12.2-7 单位阶跃响应

（2）峰值时间 t_p。对应于最大超调量发生的时间（从 $t=0$ 开始计时）称为峰值时间。

（3）上升时间 t_r。在暂态过程中，输出第一次达到对应于输入的终值的时间（从 $t=0$ 开始计时）称为上升时间。

（4）调整时间 t_s。输出与对应于输入的终值之间的偏差达到容许范围所经历的暂态过程时间（从 $t=0$ 开始计时）称为调整时间。

以上规定的四个量中，比较重要的是最大超调量和调整时间。

3.4 稳定裕量

稳定裕量是评价一个稳定系统的相对稳定性大小的指标。相对稳定性是系统稳定的程度，是一个稳定系统相对临界稳定或不稳定状态的距离。稳定裕量是衡量这个距离的指标。

系统的稳定裕量足够大，系统的动态性能才可能良好，也就是相对稳定性好。如果一个系统是稳定的，但是相对稳定性很差，即稳定裕量很小，则其动态性能往往很差，例如超调量很大、调整时间很长等，则不能满足工程需求。另外，如果考虑运行过程系统参数和环境可能发生的变化等因素，某些稳定裕量很小的稳定状态就有可能变成不稳定状态。因此，仅仅知道系统稳定还是不稳定是很不够的，稳定裕量也是重要的指标。

在频域范围，稳定裕量可用幅值裕量和相角裕量来表示，计算稳定裕量的理论根据是奈魁斯特稳定判据。

3.4.1 幅值裕量和相角裕量

在图 12.2-8 所示控制系统奈魁斯特图上，绘制以原点为圆心，半径为 1 的单位圆。定义开环频率特性 $G_0(j\omega)$ 曲线与单位圆相交的交点处的 ω 值为幅值穿越频率 ω_c。

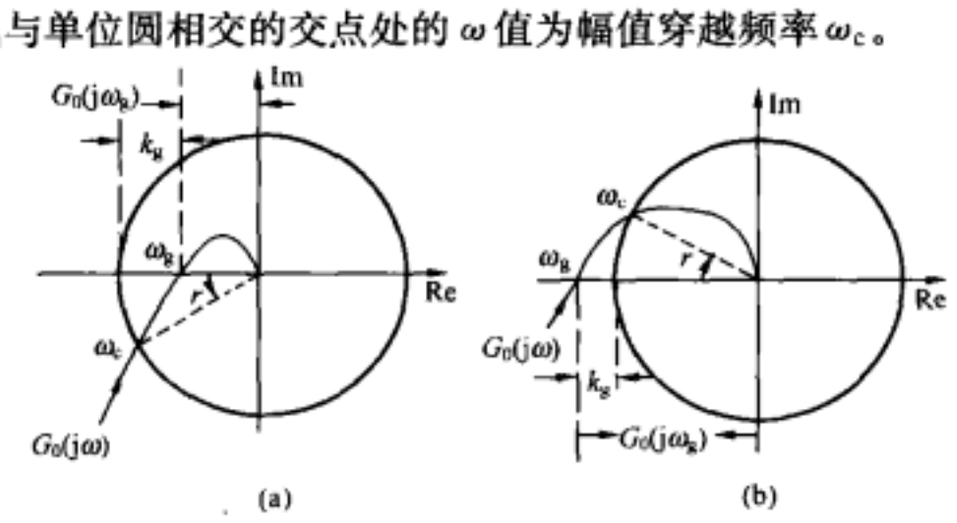


图 12.2-8 幅值裕量和相角裕量

（a）稳定系统；（b）不稳定系统

当 $\omega=\omega_c$ 时，有

$$|G_0(j\omega_c)| = 1$$

由此交点向原点作直线，该直线与负实轴的夹角称为相角裕量 γ，即

$$\gamma = 180^\circ + \Phi(\omega_c) = 180^\circ + \angle G_0(j\omega_c) \tag{12.2-28}$$

为了满足动态性能的要求，相角裕量 γ 应在 30°～70°范围。

同样，可以定义 $G_0(j\omega)$ 曲线与负实轴相交的交点处的 ω 值为相位穿越频率 ω_g，当 $\omega=\omega_g$ 时，有

$$\Phi(j\omega_g) = -180^\circ$$

此交点到负实轴 −1 点的距离为幅值裕量 K_g，即

$$K_g = 20\lg\frac{1}{G_0(j\omega_g)} = -20\lg|G_0(j\omega_g)| \tag{12.2-29}$$

为了满足动态性能的要求，幅值裕量应在 5～15dB 范围。

3.4.2 谐振峰值和频带宽度

系统的动态特性主要由闭环幅频特性所决定。闭环幅频特性的两个重要参数是谐振峰值 M_r 和频带宽度 ω_B（见图 12.2-9）。

谐振峰值 M_r 越大，系统的阻尼越弱，阶跃响应动态过程的振荡分量越强。

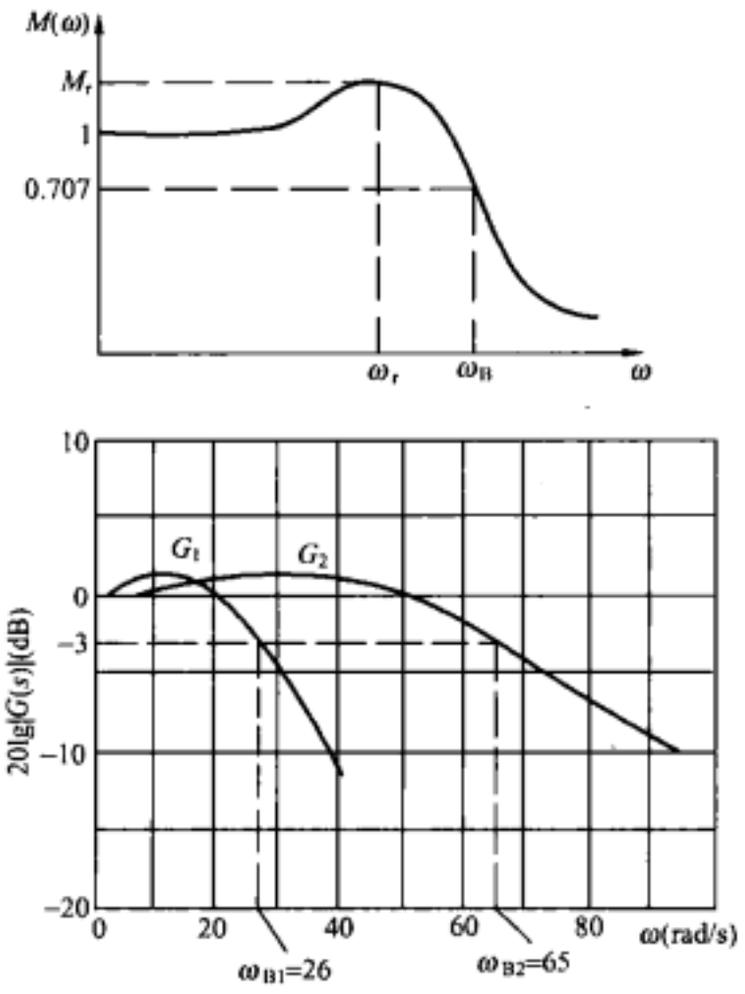


图 12.2-9 闭环系统的闭环频率特性和幅频特性

频带宽度 ω_B 被定义为幅值增益由 1 降低到 0.707（相当于降低 3dB）时所对应的频率。一般情况下，系统的阶跃响应速度与带宽成正比，调整时间与带宽成反比。同时，系统的抗干扰能力随带宽的增加有所下降。在系统合理构成的前提下，一般希望系统具有较大的带宽。

4 系统校正与控制器设计

本节主要介绍线性定常控制系统的校正方法与控制器设计。

4.1 系统校正

一般来说，设计一个控制系统就是将控制器的各元件加入系统中，并与被控对象有机组合，使整个系统满足控制精度、响应速度和阻尼程度等性能指标要求。

通常使用的频域校正控制系统设计法是一种简便的方法，因为开环系统的频率特性与闭环系统的时间响应有着密切的联系。它们之间的对应关系可以简单地表述为：开环频率特性的低频段表征了闭环系统的稳态性能；开环频率特性的中频段表征了闭环系统的动态性能；而开环频率特性的高频段则反映了闭环系统的干扰抑制性能。

4.1.1 串联校正

（1）串联超前校正。串联超前校正的基本原理是利用超前网络或比例－微分控制器（PD）的相角超前特性改善系统的性能。对于超前网络，只要将其交接频率 $1/aT$ 和 $1/T$ 选在待校正系统截止频率的两旁，并适当选择参数 a 和 T，就可以使校正后系统的截止频率和相角裕度满足性能指标的要求，从而改善系统的动态性能。

（2）串联滞后校正。串联滞后校正的基本原理是利用滞后网络或比例－积分控制器（PI）的高频幅值衰减特性，使被校正系统截止频率下降，从而使系统获得足够的相角裕度。对于滞后网络，其最大滞后角应该争取避免发生在系统截止频率附近。一般情况下，在对系统的响应速度要求不高而抑制噪声性能要求较高的情况下，可以采用串联滞后校正。此外，当待校正系统已经具备满意的动态性能，而仅有稳态性能不能满足指标的要求时，可以考虑采用串联滞后校正以提高系统的稳态精度，同时保持系统的动态性能仍然满足性能指标的要求。

（3）串联滞后－超前校正。顾名思义，串联滞后－超前校正兼备滞后校正和超前校正的优点，它可以使被校正系统拥有较快的响应速度、较小的超调量以及较好的抑制高频噪声的性能。其基本原理是利用串联滞后－超前网络的超前部分来增大系统的相角裕度，利用其滞后部分来改善系统的稳态性能。如果待校正系统不稳定，并且对校正后系统的相角裕度、稳态精度以及响应速度要求较高，则可采用串联滞后－超前校正。

4.1.2 反馈校正

除串联校正以外，反馈校正也是广泛应用的一种校正方式，见图 12.2-10。采用反馈校正除了可以得到与串联校正相同的校正效果外，还可以改善系统某些其他方面的性能。

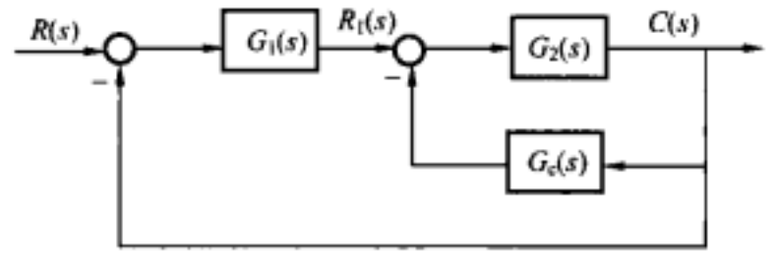


图 12.2-10 反馈校正系统

反馈校正的基本原理是：针对待校正系统中对动态性能改善起主要妨碍作用的环节，用反馈校正装置将其包围，形成一个局部反馈回路（内回路）。在局部反馈回路的开环幅值远大于 1 的条件下，局部反馈回路的特性主要取决于反馈校正装置，而与被包围的部分无关，通过选择适当的反馈校正装置，可使已校正系统的性能满足给定的指标。

反馈校正有以下四个特点：减小系统的时间常数；降低被包围环节非线性特性影响；降低系统对参数变化的敏感性；有效抑制系统干扰。

4.1.3 复合校正

串联和反馈校正是控制系统中常用的方法。一般情况下两种校正方法都能使系统满足给定的性能指标，但在一些特别的情况下，如控制系统中存在强扰动（特别是低频强扰动），或者系统对稳态精度和响应速度要求很高时，这两种校正方法均难以满足要求，需要用到复合校正。

复合控制是一种针对高精度控制系统的校正方式。一般说来为了减小稳态误差，系统设计中通常采用增加开环增益和提高系统型别的方法，但这些方法会在一定程度上影响系统的动态性能和稳定性，甚至导致系统失稳。而复合控制是将前馈通路加入系统的反馈控制回路，组成一个前馈控制和反馈控制相结合的复合系统。这样做，不但极大地减小了系统的稳态误差，保持了系统的稳定性，而且还可以有效地抑制系统中的扰动，包括低频强扰动。

（1）按输入补偿的复合校正，见图 12.2-11。

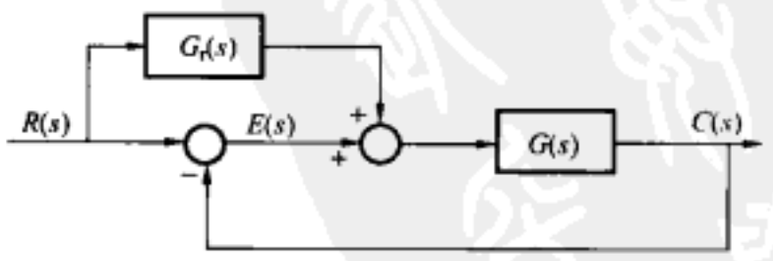


图 12.2-11 按输入补偿的复合控制系统

以扰动 $N(s)$ 为输入，系统输出可以表示为

$$C(s)=\frac{[1+G_r(s)]G(s)}{1+G(s)}R(s) \qquad (12.2\text{-}30)$$

由上式可见，当 $G_r(s)=1/G(s)$ 时，即按照该关系选择前馈补偿装置时，系统的输出量将可以完全准确地复现输入量，具有理想的时间响应特性。

（2）按扰动补偿的复合校正，见图 12.2-12。

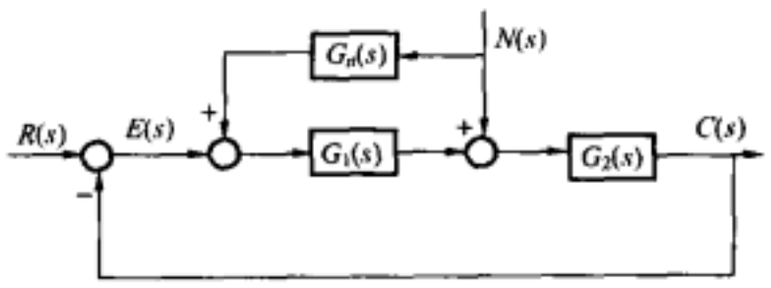


图 12.2-12 按扰动补偿的复合控制系统

系统输出可以表示为

$$C(s)=\frac{G_2(s)[1+G_1(s)G_n(s)]}{1+G_1(s)G_2(s)}N(s) \quad (12.2\text{-}31)$$

由上式可见，当 $G_n(s)=-1/G_1(s)$ 时，即按照该关系选择前馈补偿装置时，系统可以针对扰动实现扰动误差的全补偿，从而抵消扰动对系统输出的影响。

4.2 控制器设计

控制器设计中最重要的就是选择合适的控制规律，有针对性地对系统中的被控对象进行有效的控制。

4.2.1 控制规律

4.2.1.1 比例控制规律（P）

其输入 r 和输出 c 的关系为

$$c=Kr \quad (12.2\text{-}32)$$

式中：K 为可调比例系数。

比例控制器是具有比例控制规律的控制器，其实质上是一个具有可调增益的放大器。这种控制方式可以改变信号的增益但是不能改变信号的相位，通过加大系统的增益系数 K，可以提高系统的开环增益，减小系统稳态误差，提高系统的控制精度；其副作用是降低了系统的相对稳定性，严重时有可能造成闭环系统的不稳定。一般很少单独使用纯比例控制。

4.2.1.2 比例—积分控制规律（PI）

其输入 r 和输出 c 的关系为

$$c=Kr+\frac{K}{T}\int_0^t r\mathrm{d}t \quad (12.2\text{-}33)$$

式中：K 为可调比例系数；T 为可调积分时间常数。

比例—积分控制器兼具了比例作用和积分作用的优点，用比例—积分控制器对系统进行校正（串联校正）的时候相当于在系统中增加了一个位于 s 左半平面的开环零点，而且还能增加一个位于原点的开环极点。增加的位于原点的极点可以提高系统的型别，进而减小或消除系统的稳态误差，获得更好的稳态性能；所增加的位于 s 左半平面的开环零点的作用是用来减小系统的阻尼程度，减小极点对系统稳定性和动态过程的负面影响。在实际工程实践应用中，比例—积分控制器可以有效的改善系统的稳态性能，应用十分广泛。

4.2.1.3 比例—微分控制规律（PD）

其输入 r 和输出 c 的关系为

$$c=Kr+K\tau\frac{\mathrm{d}r}{\mathrm{d}t} \quad (12.2\text{-}34)$$

式中：K 为可调比例系数；τ 为微分时间常数。

比例—微分控制器兼具了比例作用和微分作用的优点，微分部分能反应输入信号的变化趋势，产生有效的提前修正信号，以增加系统的阻尼程度，提高系统的稳定性。另外，使用比例—微分控制器进行串联校正时，可给系统增加一个开环零点，使系统的相角裕度提高，从而改善系统的动态性能。

4.2.1.4 比例—积分—微分（PID）控制规律

其输入 r 和输出 c 的关系为

$$c=Kr+K\tau\frac{\mathrm{d}r}{\mathrm{d}t}+\frac{K}{T}\int_0^t r\mathrm{d}t \quad (12.2\text{-}35)$$

比例—积分—微分控制器兼具了比例作用、微分作用以及积分作用的优点。不但能使系统的型别提高一级，还能提供两个负实零点。和比例—积分控制器相比，比例—积分—微分控制器不但可以提高系统的稳态性能，而且还可以提高系统的动态性能。因而在工业控制中，比例—积分—微分控制得到了广泛的应用。

4.2.2 常用校正装置

常用的校正装置主要有无源校正网络和有源校正网络两种，而 PID 控制器是应用最为普遍的。

4.2.2.1 无源校正网络

无源校正网络有以下几种形式：

（1）无源超前网络，见图 12.2-13。

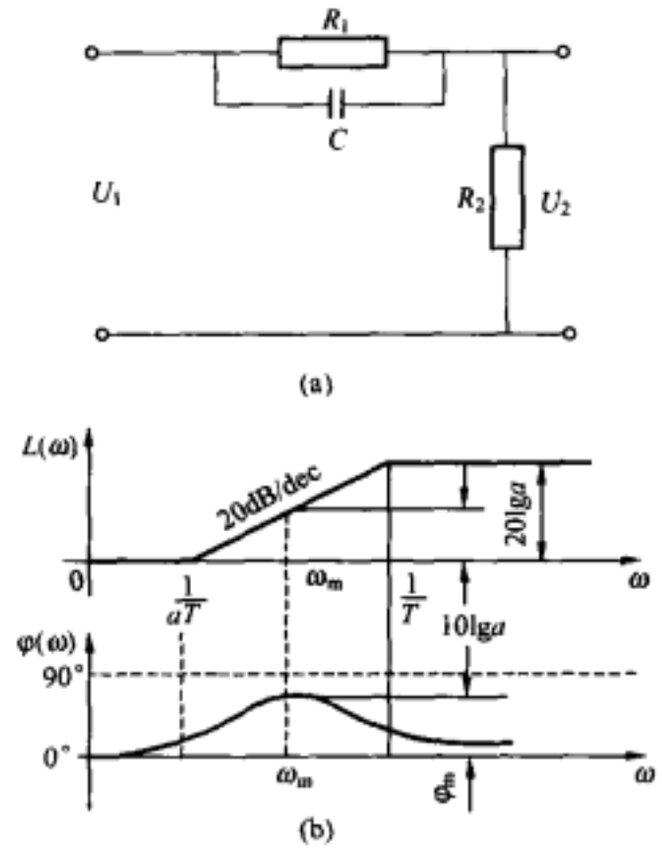


图 12.2-13 无源超前网络

（a）电路图；（b）幅频和相频特性曲线图

无源超前网络的传递函数可写为

$$aG_c(s)=\frac{1+aTs}{1+Ts} \quad (12.2\text{-}36)$$

通过无源超前网络的对数频率特性可以看出，超前网络对频率在 $1/aT$ 至 $1/T$ 之间的输入信号有明显的微分作用，在这一部分频率范围内，输出信号相角比输入信号相角超前，超前网络因此而得名。

（2）无源滞后网络，见图 12.2-14。

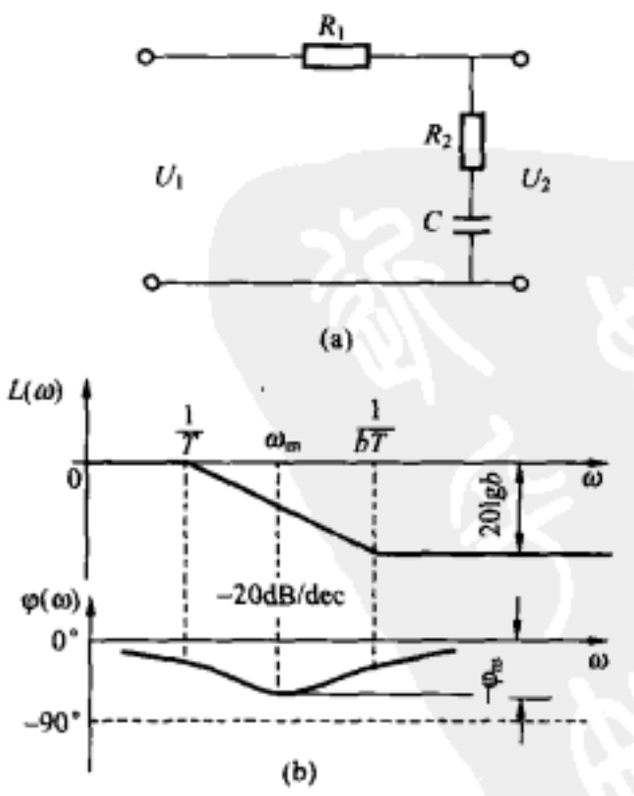


图 12.2-14 无源滞后网络

（a）电路图；（b）幅频和相频特性曲线图

无源滞后网络的传递函数可写为

$$G_c(s)=\frac{1+bTs}{1+Ts} \tag{12.2-37}$$

通过无源滞后网络的对数频率特性可以看出，滞后网络在频率 $1/T$ 至 $1/bT$ 之间呈现积分效应，其对数相频特性呈滞后特性，滞后网络因此而得名。

（3）无源滞后—超前网络，见图 12.2-15。

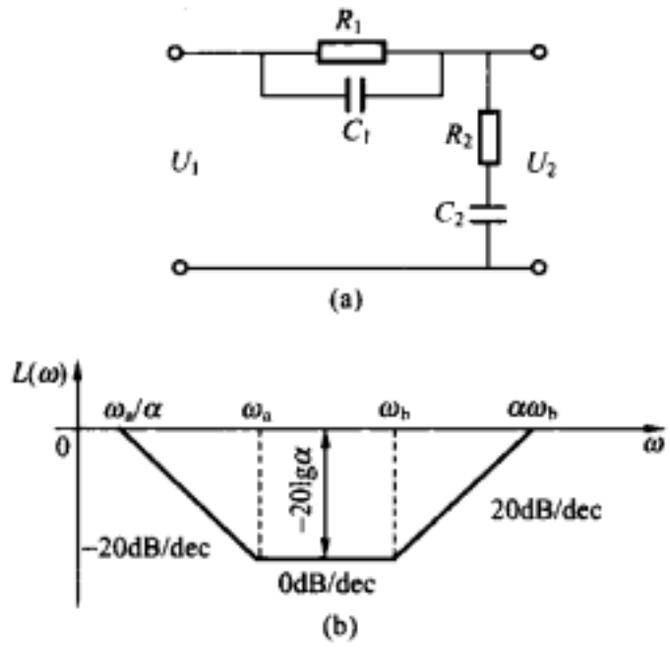


图 12.2-15　无源滞后—超前网络

（a）电路图；（b）幅频和相频特性曲线图

无源滞后—超前网络的传递函数可写为

$$G_c(s)=\frac{(1+T_as)(1+T_bs)}{T_aT_bs^2+(T_a+T_b+T_{ab})s+1} \tag{12.2-38}$$

通过无源滞后—超前网络的对数频率特性可以看出，其在不同的频带分别具备了超前特性和滞后特性。

4.2.2.2　有源校正网络

通过无源网络进行串联校正是在实际控制系统中曾被广泛采用的方法，但是如果在放大器级间加入无源校正网络后，会产生负载效应问题，很难达到希望的控制效果。为此，人们提出了有源校正装置。以下介绍三种由无源网络和运算放大器构成的有源校正网络。

（1）比例环节，见图 12.2-16。其传递函数为

$$G(s)=\frac{Y(s)}{X(s)}=-\frac{R_F}{R_1}$$

（2）微分环节，见图 12.2-17。其传递函数为

$$G(s)=\frac{Y(s)}{X(s)}=-R_FC_Fs$$

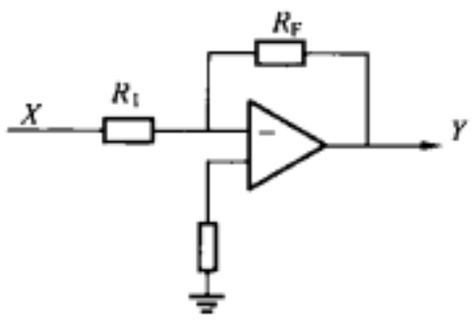


图 12.2-16　比例环节

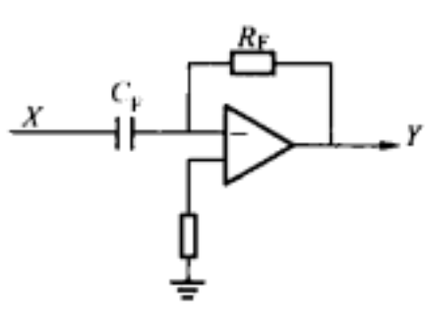


图 12.2-17　微分环节

（3）积分环节，见图 12.2-18。其传递函数为

$$G(s)=\frac{Y(s)}{X(s)}=-\frac{1}{R_1C_Fs}$$

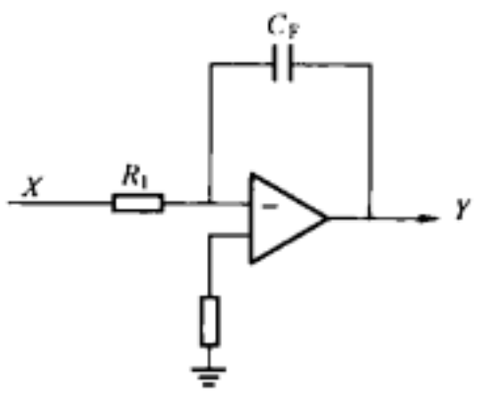


图 12.2-18　积分环节

5　经典控制实例

经典控制理论和方法在电力系统各个领域有着广泛应用。下面以发电机励磁系统的附加控制作为典型示例予以说明。

励磁系统为发电机提供励磁功率，起着保持发电机端电压或枢纽点电压恒定的作用，并可控制并调节并列运行发电机的无功功率分配。可以毫不夸张地说，先进的励磁控制技术是提高电力系统安全经济运行水平最有效、最经济的手段之一。

实际电力系统中，励磁系统特别是电压调节器（AVR）种类繁多。典型的励磁系统是以发电机机端电压 U_t 经量测环节后与给定的参考电压 U_{REF} 作比较，其偏差 ΔU_t 进入电压调节器（AVR）进行放大后，输出电压作为励磁机励磁电压，以控制励磁机的输出电压，即发电机励磁电压 U_f。

为了励磁系统的稳定运行及改善动态品质，励磁控制引入了励磁系统负反馈环节，即电力系统稳定器（Power System Stabilizer，PSS）。理论和实验表明，在远距离送电发电机组的励磁控制系统中引入 PSS，若各参数设计正确，则可有效阻尼输电系统低频振荡（LFO）的发生，这也是电力系统稳定器名称的由来。

所谓具有 PSS 的励磁控制方式，就是在励磁调节器中除了用 ΔU_t 作为反馈量外，再引入一附加镇定参量 x_{sta}。PSS 一般由放大环节、复位环节、相位补偿（校正）环节、限幅环节组成，其输出作为励磁附加信号。目前所采用的附加镇定参量种类有转速 $\Delta\omega$、发电机端电压的频率 Δf 以及发电机的电磁功率 ΔP_e。带有 PSS 的励磁系统如图 12.2-19 所示。

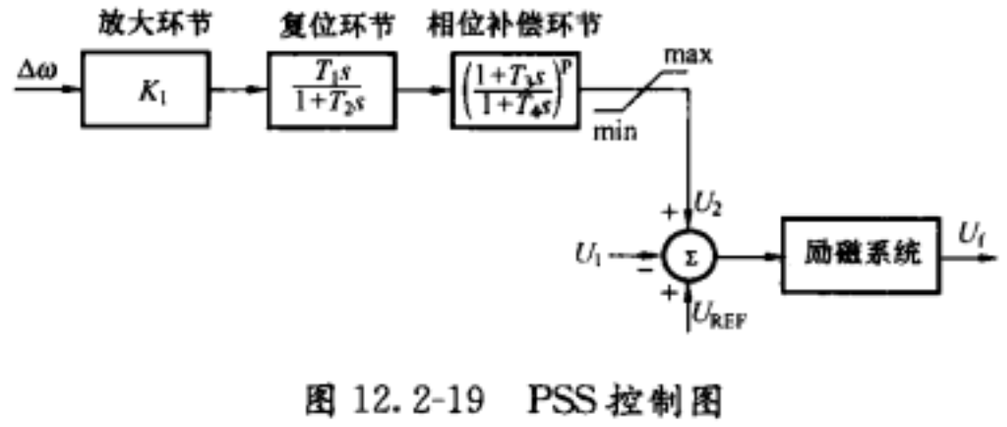


图 12.2-19　PSS 控制图

PSS 的传递函数为

$$G(s)=\left(\frac{1+T_3s}{1+T_4s}\right)^P\left(\frac{K_1T_1s}{1+T_2s}\right) \tag{12.2-39}$$

其中，复位环节传递函数为

$$G_1(s)=\frac{T_1s}{1+T_2s} \tag{12.2-40}$$

该环节实际上是微分环节，即带有惯性常数的微分环节，称之为“清除”环节。显然辅助量 $\Delta\omega$ 的稳态分量是不能通过该“清除”环节的，这就使得只有发电机转速的动态变化量才能够影响整个励磁控制器的输出。因此该“清除”环节起到了清除镇定信号中稳态分量的作用。

相位补偿环节的传递函数为

$$G_2(s)=\left(\frac{1+T_3s}{1+T_4s}\right)^P \tag{12.2-41}$$

该环节一般由 1～3 个超前校正环节串联而成，一般一个超前环节最多可校正 30°～40°电角度。超前环节是为了补偿（抵消）励磁系统的相位滞后，以便使附加力矩和 $\Delta\omega$ 同相位。

以上从物理概念上阐述了 PSS 的作用及基本结构。下面介绍 PSS 在单机无穷大系统的设计方法。

首先，给出如下具有 PSS 的单机—无穷大系统的传递函数结构图（如图 12.2-20 所示）。

图中

$$K_\delta=-\frac{\partial U_t}{\partial\delta}\Big/\frac{\partial U_t}{\partial E_q};$$

$$K_v=1/\frac{\partial U_t}{\partial E_q}$$

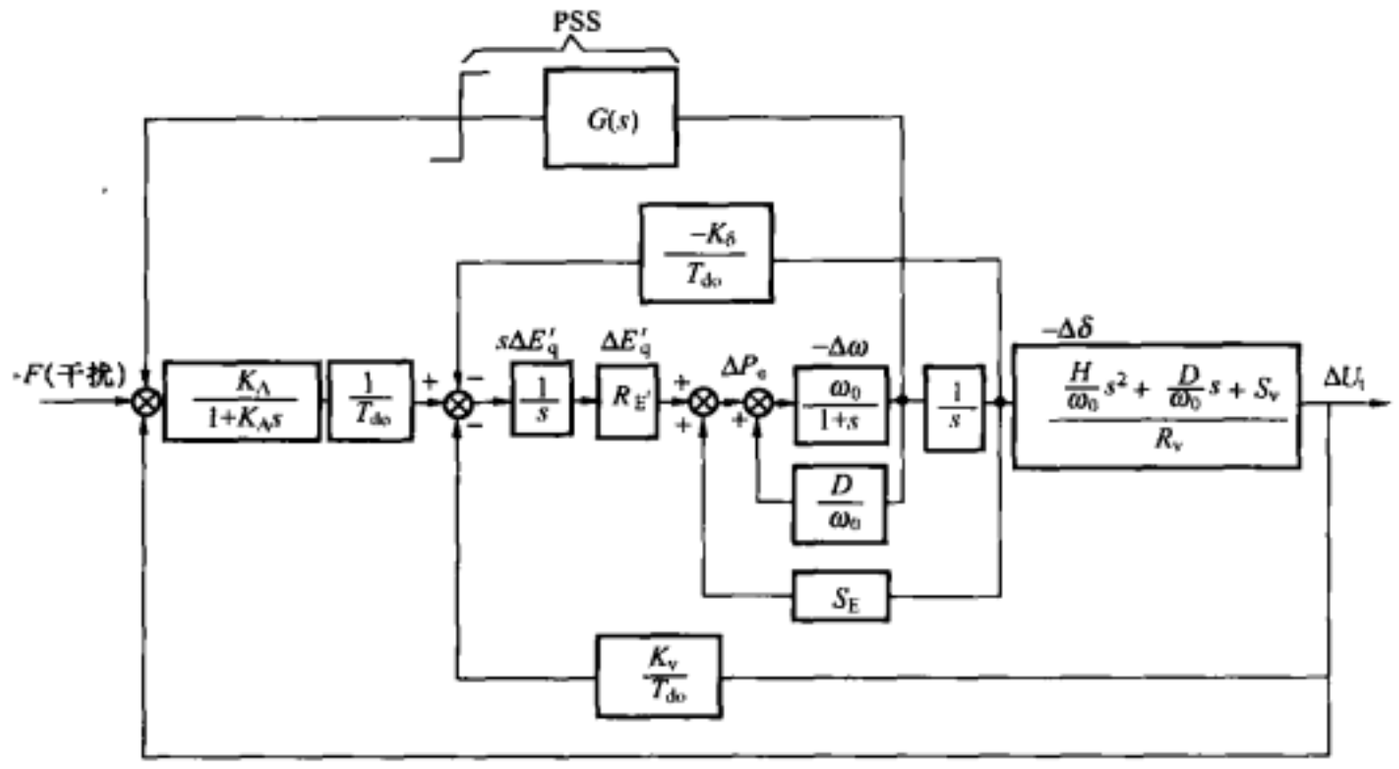


图 12.2-20 单机—无穷大系统传递函数的结构图

然后，从该结构图出发，利用频率法或根轨迹法可以确定镇定器的校正环节传递函数 $G(s)$ 中各参数的合理数值。例如利用根轨迹法首先将图 12.2-20 转化成图 12.2-21 的形

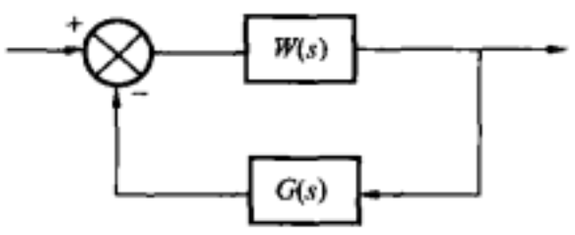


图 12.2-21 闭环反馈控制图

式，并根据对系统动态品质的要求确定闭环主导极点的希望位置，然后计算应补偿的角度缺额 φ_e，此 φ_e 角应由领先校正环节所产生；进一步根据幅值条件

$$|W(s)\cdot G(s)|=1 \tag{12.2-42}$$

确定整个开环系统增益，从而确定校正环节 $G(s)$ 的增益。从工程实践角度看上述设计 PSS 的方法是比较严谨有效的。

总的来说励磁系统的 PSS 控制方式比 PID 控制方式有较大的进步，它的采用可将极限运行角提高到 110°～120°之间，且可较显著地改善系统的动态品质。但是，正如前面所论述的那样，由式（12.2-39）所给出的校正环节的传递函数 $G(s)$，只是对于某一范围的振荡频率是合适的，这个频率范围约为 0.2～5Hz。若系统振荡频率与这个频率范围相差甚远，如系统发生低周振荡或次同步振荡，则传递函数式（12.2-39）是不适用的。这个问题对于 PSS 控制方式来说，几乎是无法解决的。再则，图 12.2-20 所给出的整个系统的传递函数，其中的各个常数值，如 $S_{E'}$、$R_{E'}$、S_v、R_v、K_δ 及 K_v 等都是由运行状态决定的，因此 PSS 的校正环节 $G(s)$ 的选择也只能针对某一运行方式即某一转子角 δ_0。实验证明，当运行状态改变后，事先针对某一 δ_0 设计的 PSS 作用会有较大的减弱。因此对于现代大电力系统中的大型发电机组而言，还需要寻求更为理想的励磁控制方式。

第3章　线性最优控制

1　概述

经典控制理论以传递函数为基础，主要研究单输入单输出的线性时不变系统的控制问题。而随着控制对象复杂程度的提高，为实现更好的控制效果，单反馈量—单控制量的控制方式已经不能满足需求，现代控制理论因此而发展起来。作为现代控制理论的重要组成部分，本章主要介绍线性最优控制理论及其应用。

线性最优控制是现代控制理论中最优控制领域的一个重要分支，其受控系统的动态行为可用线性数学模型表征。该理论具有如下特点：第一，由于系统模型不是建立在传递函数的基础上，而是建立在状态方程的基础上，因此它属于时域方法；第二，由于线性最优控制建立在状态方程基础上，故适用于多输出量—多控制量的系统；第三，它可以根据性能指标的要求，用解析方法得出最优控制律，以保证所提出的性能指标达到最优；第四，它不仅适用于常系数线性系统，也适用于时变的线性系统。除此之外，线性最优控制理论简明、易于设计和工程实现，因此得到了广泛的应用。

2　状态空间及建模

本节首先介绍状态空间的基本概念，然后介绍系统状态空间建模的方法。

2.1　状态空间

（1）状态变量：若给定系统的初始状态 $x(t_0)$，及 $t\geqslant t_0$ 时刻的输入，则系统在任何 $t>t_0$ 时刻的状态可以为一组最少的变量 $x_1(t)$，$x_2(t)$，…，$x_n(t)$ 所确定，这组变量称为系统的状态变量。上述定义陈述了这样一个事实：状态变量之间一定是独立的，即不能使一个状态变量为其他状态变量所表出。换言之，若已知

$$x_i(t)=\sum_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n}k_jx_j(k_j\text{ 为常数})$$

则在 x_1，x_2，…，x_n 这 n 个变量中，只可能有 $n-1$ 个变量是状态变量。若选定 $x_j(j=1,2,\cdots,i-1,i+1,\cdots,n)$ 为状态变量，则 x_i 不是状态变量。另一方面只要符合以上定义的一组变量都是系统的状态变量，显见状态变量的取法并不唯一。

（2）状态向量：若每一个状态变量 $x_i(t)$ 都是向量 $\boldsymbol{x}(t)$ 的一个分量，则 $\boldsymbol{x}(t)$ 称为系统的状态向量，即若 $x_1(t)$，$x_2(t)$，…，$x_n(t)$ 是一组状态变量，则

$$\boldsymbol{x}(t)=\begin{bmatrix}x_1(t)\\x_2(t)\\\vdots\\x_n(t)\end{bmatrix}$$

是系统的状态向量。显然，系统的状态向量的取法也不是唯一的。

（3）状态空间：由各状态变量所代表的数轴所张成的空间称为状态空间。状态空间的维数等于状态变量数。若某动力学系统状态变量数是 2，则这两个状态变量的数轴所组成的平面称为相平面。若状态变量的数目大于 3，则状态空间是超越空间。显然，系统任一 $t\geqslant t_0$ 时刻的状态可由状态空间中的一个特定的点来表示。

（4）状态轨迹：在过渡过程中系统的状态随时间 t 不断变化，既然状态空间中的每一个点（状态点）对应着系统的一个确定的状态，则当 $t\to\infty$ 的过程中，状态点将不断运动。状态点随时间的运动将在状态空间中留下一条轨迹，这称为状态轨迹。

（5）状态方程：描述系统动力学特性的、以系统状态变量为未知函数的一阶常微分方程组，称为系统的状态方程。

对于一般线性系统，其状态方程可以表示为

$$\dot{\boldsymbol{x}}=\boldsymbol{A}(t)x+\boldsymbol{B}(t)\boldsymbol{u}\tag{12.3-1}$$

这里

$$\boldsymbol{x}=\begin{bmatrix}x_1\\x_2\\\vdots\\x_n\end{bmatrix},\ \dot{\boldsymbol{x}}=\begin{bmatrix}\dot{x}_1\\\dot{x}_2\\\vdots\\\dot{x}_n\end{bmatrix},\ \boldsymbol{u}=\begin{bmatrix}u_1\\u_2\\\vdots\\u_l\end{bmatrix}$$

式中：$\boldsymbol{x}$ 是 n 维状态向量；$\boldsymbol{u}$ 是 l 维输入向量；$\boldsymbol{A}$ 是 $n\times n$ 系数矩阵；$\boldsymbol{B}$ 是 $n\times l$ 系数矩阵。

如果矩阵 $\boldsymbol{A}$ 和 $\boldsymbol{B}$ 内的各个元素都是常数，则称状态方程（12.3-1）为 n 维线性定常系统的状态空间描述。

另外，输出量也可能是含有输入信号分量的向量，这时可把输出量写成

$$\boldsymbol{y}=\boldsymbol{C}(t)x+\boldsymbol{D}(t)\boldsymbol{u}\tag{12.3-2}$$

式中：$\boldsymbol{y}$ 是 m 维输出向量；$\boldsymbol{C}$ 是 $m\times n$ 系数矩阵；$\boldsymbol{D}$ 是 $m\times l$ 系数矩阵。

因此，一般多变量线性系统可表示为

$$\begin{cases}\dot{\boldsymbol{x}}=\boldsymbol{A}(t)x+\boldsymbol{B}(t)\boldsymbol{u}\\\boldsymbol{y}=\boldsymbol{C}(t)x+\boldsymbol{D}(t)\boldsymbol{u}\end{cases}\tag{12.3-3}$$

对于单输入单输出的情况，矩阵 $\boldsymbol{B}$、$\boldsymbol{C}$ 退化为向量 $\boldsymbol{b}$ 和 $\boldsymbol{c}^{\mathrm{T}}$，矩阵 $\boldsymbol{D}$ 退化为标量 d，此时系统表示为

$$\begin{cases}\dot{\boldsymbol{x}}=\boldsymbol{A}\boldsymbol{x}+\boldsymbol{b}\boldsymbol{u}\\\boldsymbol{y}=\boldsymbol{c}^{\mathrm{T}}x+d\boldsymbol{u}\end{cases}\tag{12.3-4}$$

2.2　系统状态空间建模

一般而言，描述系统动态行为的最基本的数学工具是微分方程，即利用微分方程建立系统的状态空间模型。而要写出描述控制系统动态的微分方程，有两种基本方法：其一是分析系统各部分运动的机理，根据这些机理分别写出描述各部分动态的微分方程，合在一起便成为描述整个系统的方程；其二是人为地给系统上加上某种测试信号，记录系统中各变量的变化，然后选择适当的微分方程，使之能近似地表示这种变化，以此作为系统的方程。

任何一个复杂的动力系统总是由各个互相作用的环节组成的，而整个系统的状态方程则是以各个环节微分方程为基础的。因此当着手列写某一复杂的控制系统状态方程时，应首先根据系统结构上的特点将整个系统划分为若干个环节，

然后建立每一个环节的数学模型，包括根据支配该环节行为的物理规律列写微分方程，以及方程中的各个变量和其他变量之间相互依赖的关系式，这些关系式一般是解析函数表达式。

根据上述方法建立的系统模型往往并不是式（12.3-1）的标准形式，而是输出和输入间的一个单变量高阶微分方程，它具有如下一般形式

$$\frac{\mathrm{d}^n y}{\mathrm{d}t^n}+a_1\frac{\mathrm{d}^{n-1}y}{\mathrm{d}t^{n-1}}+\cdots+a_{n-1}\frac{\mathrm{d}y}{\mathrm{d}t}+a_n y$$
$$=b_0\frac{\mathrm{d}^n u}{\mathrm{d}t^n}+b_1\frac{\mathrm{d}^{n-1}u}{\mathrm{d}t^{n-1}}+\cdots+b_{n-1}\frac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}+b_n u \qquad (12.3\text{-}5)$$

其中 $a_n\neq 0$。这里默认了方程右端的阶不高于左端的阶。

为了设计系统的线性最优控制器，需要把系统的微分方程模型转换为系统的状态空间模型，具体步骤如下：

（1）第 1 步，选择状态变量。

令

$$\begin{cases} x_1=y-\beta_0 u \\ x_2=\dfrac{\mathrm{d}y}{\mathrm{d}t}-\beta_0\dfrac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}-\beta_1 u \\ x_3=\dfrac{\mathrm{d}^2y}{\mathrm{d}t^2}-\beta_0\dfrac{\mathrm{d}^2u}{\mathrm{d}t^2}-\beta_1\dfrac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}-\beta_2 u \\ \quad\vdots \\ x_n=\dfrac{\mathrm{d}^{n-1}y}{\mathrm{d}t^{n-1}}-\beta_0\dfrac{\mathrm{d}^{n-1}u}{\mathrm{d}t^{n-1}}-\cdots-\beta_{n-2}\dfrac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}-\beta_{n-1}u \\ x_{n+1}=\dfrac{\mathrm{d}^n y}{\mathrm{d}t^n}-\beta_0\dfrac{\mathrm{d}^n u}{\mathrm{d}t^n}-\cdots-\beta_{n-1}\dfrac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}-\beta_n u \end{cases} \qquad (12.3\text{-}6)$$

上式中的 β_0，β_1，…，β_n 可由下面的待定系数法确定。

用 a_n，a_{n-1}，…，a_1 分别乘以上述方程的两端，并移项得

$$\begin{cases} a_n y=a_n x_1+a_n\beta_0 u \\ a_{n-1}\dfrac{\mathrm{d}y}{\mathrm{d}t}=a_{n-1}x_2+a_{n-1}\beta_0\dfrac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}+a_{n-1}\beta_1 u \\ a_{n-2}\dfrac{\mathrm{d}^2y}{\mathrm{d}t^2}=a_{n-2}x_3+a_{n-2}\beta_0\dfrac{\mathrm{d}^2u}{\mathrm{d}t^2}+a_{n-2}\beta_1\dfrac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}+a_{n-2}\beta_2 u \\ \quad\vdots \\ a_1\dfrac{\mathrm{d}^{n-1}y}{\mathrm{d}t^{n-1}}=a_1x_n+a_1\beta_0\dfrac{\mathrm{d}^{n-1}u}{\mathrm{d}t^{n-1}}+\cdots+a_1\beta_{n-2}\dfrac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}+a_1\beta_{n-1}u \\ \dfrac{\mathrm{d}^n y}{\mathrm{d}t^n}=x_{n+1}+\beta_0\dfrac{\mathrm{d}^n u}{\mathrm{d}t^n}+\cdots+\beta_{n-1}\dfrac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}+\beta_n u \end{cases}$$

由上式及式（12.3-5）得

$$\{x_{n+1}+a_1x_n+\cdots+a_{n-1}x_2+a_nx_1\}+\left\{\beta_0\frac{\mathrm{d}^n u}{\mathrm{d}t^n}+\right.$$
$$(\beta_1+a_1\beta_0)\frac{\mathrm{d}^{n-1}u}{\mathrm{d}t^{n-1}}+\cdots+(\beta_{n-1}+a_1\beta_{n-2}+\cdots+$$
$$a_{n-2}\beta_1+a_{n-1}\beta_0)\frac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}+(\beta_n+a_1\beta_{n-1}+\cdots+$$
$$\left.a_{n-1}\beta_1+a_n\beta_0)u\right\}=b_0\frac{\mathrm{d}^n u}{\mathrm{d}t^n}+b_1\frac{\mathrm{d}^{n-1}u}{\mathrm{d}t^{n-1}}+\cdots+b_{n-1}\frac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}+b_n u \qquad (12.3\text{-}7)$$

从而有

$$\begin{cases} \beta_0=b_0 \\ \beta_1=b_1-a_1\beta_0 \\ \quad\vdots \\ \beta_n=b_n-a_1\beta_{n-1}-\cdots-a_{n-1}\beta_1-a_n\beta_0 \end{cases} \qquad (12.3\text{-}8)$$

由此可确定系数 β_0，β_1，…，β_n，继而可确定状态变量。

（2）第 2 步，推导状态变量的一阶微分方程组和输出方程。

对式（12.3-6）求导，并考虑到式（12.3-7）中的方程

$$x_{n+1}+a_1x_n+\cdots+a_{n-1}x_2+a_nx_1=0$$

可得

$$\begin{cases} \dot{x}_1=\dot{y}-\beta_0\dot{u}=x_2+\beta_1 u \\ \dot{x}_2=\dfrac{\mathrm{d}^2y}{\mathrm{d}t^2}-\beta_0\dfrac{\mathrm{d}^2u}{\mathrm{d}t^2}-\beta_1\dfrac{\mathrm{d}u}{\mathrm{d}t}=x_3+\beta_2 u \\ \quad\vdots \\ \dot{x}_{n-1}=x_n+\beta_{n-1}u \\ \dot{x}_n=x_{n+1}+\beta_n u=-a_nx_1-a_{n-1}x_2-\cdots-a_1x_n+\beta_n u \\ y=x_1+\beta_0 u \end{cases} \qquad (12.3\text{-}9)$$

将上式写成矩阵形式，即得系统的状态方程

$$\begin{bmatrix}\dot{x}_1\\ \dot{x}_2\\ \vdots\\ \dot{x}_n\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}0&1&0&\cdots&0\\ 0&0&1&\cdots&0\\ \vdots&\vdots&\vdots&\vdots&\vdots\\ -a_n&-a_{n-1}&-a_{n-2}&\cdots&-a_1\end{bmatrix}\begin{bmatrix}x_1\\ x_2\\ \vdots\\ x_n\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}\beta_1\\ \beta_2\\ \vdots\\ \beta_n\end{bmatrix}u \qquad (12.3\text{-}10)$$

输出方程为

$$y=\begin{bmatrix}1&0&\cdots&0\end{bmatrix}\begin{bmatrix}x_1\\ x_2\\ \vdots\\ x_n\end{bmatrix}+\beta_0 u \qquad (12.3\text{-}11)$$

至此，原始的高阶微分方程已经转化为状态方程表示方式。

如果原始方程所含有的输入量不止一个，可以把系统（12.3-10）右端的 u 视为列向量 $\boldsymbol{U}$，同时把系统（12.3-10）中的 β_1，β_2，…，β_n 都视为与 $\boldsymbol{U}$ 维数相同的行向量。其他处理方法同上。

进一步需要把所有的变量都写成其偏差的形式，这样可使得系统的平衡状态为零向量，同时若系统渐近稳定，则当 $t\to\infty$ 时，状态向量 $\boldsymbol{x}(t)$ [实际上是 $\Delta x(t)$] 将重新回到零向量，即有 $\boldsymbol{x}(\infty)=0$。对于线性微分方程和线性代数方程，偏差化可以直接将方程中的原变量 $x_i(t)$ 换成 $\Delta x_i(t)$ 即可；对于非线性解析函数，变量的偏差化问题必须与线性化问题同时考虑，一般可借助于泰勒展开的方法。经过偏差化和线性化后，系统的数学模型即转变为线性化的数学模型。

通过上述步骤可得到 n 个一阶微分方程和 m 个一次代数方程，其中有（$n+m+r$）个变量，包括 r 个控制变量、n 个状态变量和 m 个中间变量。关于中间变量，可借助 m 个一次代数方程将其消去。状态变量的选取，从数学上说是任意的，从工程实际角度讲，一般应考虑以下两条原则：

——原则一，便于测量，这样做易于实现全状态最优反馈控制；

——原则二，便于控制效果评估。

例如发电机励磁绕组的磁链，既不便于量测，运行中对这个量的控制效果也不非常关心，应该选为中间变量；而发电机机端电压既便于量测，又是运行中的重要变量，应该选为状态变量；而发电机转子角的控制效果是系统运行的重要变量，但其不便于测量，是否选为状态变量可视具体情况而定。

至于系统的控制量，是不能随意选择的。因为实际的系

统，只有几个特定环节可以施加控制。

此外，在消去中间变量后，得到 n 个一阶线性微分方程，其中包含 n 个状态变量及 r 个控制变量。整理后即可得到系统的状态空间方程。

3　最优控制原理

3.1　二次型性能指标

建立了系统状态空间模型以后，还应当根据工程上的要求提出所希望达到的性能指标，然后据此设计控制规律和确定控制器的参数。显然，对于不同的目的与要求就有不同的性能指标，也就有不同的最优控制律。使某一给定的性能指标的泛函 J 达到极值的闭环控制系统，定义为对应于该性能指标的最优控制系统。由该定义可见，并不存在绝对的最优控制系统，只存在相对于某一性能指标的最优控制系统。对某一性能指标是最优的控制系统，对于另一种性能指标就不再是最优的了。因此提出什么样的性能指标，对设计一个最优控制系统是具有决定性意义的。

在实际工程中，最常用的是二次型性能指标。令向量 $\boldsymbol{\theta}(t)$ 表示所希望达到的目标状态；向量 $\boldsymbol{x}(t)$ 表示实际状态。假如 $\boldsymbol{Q}$ 是一个实对称正定或半正定的矩阵，则下列正定二次型函数

$$F(t)=[\boldsymbol{\theta}(t)-\boldsymbol{x}(t)]^T\boldsymbol{Q}[\boldsymbol{\theta}(t)-\boldsymbol{x}(t)]$$

的定积分

$$J=\int_0^\infty [\boldsymbol{\theta}(t)-\boldsymbol{x}(t)]^T\boldsymbol{Q}[\boldsymbol{\theta}(t)-\boldsymbol{x}(t)]\mathrm{d}(t) \tag{12.3-12}$$

即为二次型指标泛函。而使得上述泛函达最小值的系统就是该指标的最优控制系统。

注意到指标泛函（12.3-12）对控制量 u 并未加任何限制，这就很可能使得满足以上性能指标泛函为极小值的控制系统要求有过大的控制量 u，从而使得设计不合理，或脱离了现实可能性。由此可知，在性能指标中还应该对控制量 u 也加以一定的限制，这样就有以下的二次型性能指标：

$$J=\int_0^\infty \{[\boldsymbol{\theta}(t)-\boldsymbol{x}(t)]^T\boldsymbol{Q}[\boldsymbol{\theta}(t)-\boldsymbol{x}(t)]+ u^T(t)\boldsymbol{R}u(t)\}\mathrm{d}(t)=J_{\min} \tag{12.3-13}$$

式中：$\boldsymbol{R}$ 是 $r\times r$ 阶的实对称正定矩阵；r 为控制向量 $\boldsymbol{u}$ 的维数。

如前所述，借助于坐标平移，可以使状态空间坐标的原点为平衡点。在这种情况下，所谓的“目标状态”向量 $\theta(t)$ 就是平衡点，即

$$\boldsymbol{\theta}(t)=0$$

进一步，性能指标（12.3-13）可写为

$$J=\int_0^\infty [x^{\mathrm{T}}(t)\boldsymbol{Q}\boldsymbol{x}(t)+u^{\mathrm{T}}(t)\boldsymbol{R}\boldsymbol{u}(t)]\mathrm{d}(t)=J_{\min} \tag{12.3-14}$$

这里 $\boldsymbol{Q}$、$\boldsymbol{R}$ 分别为对应于状态量与控制量的权矩阵。

3.2　欧拉—拉格朗日（Euler-Lagrange）方程

线性最优控制问题的求解归结为一类泛函的极值问题，该问题的必要条件是欧拉—拉格朗日方程。考察泛函

$$J[y]=\int_{t_0}^{t_1} F[t,y(t),\dot{y}(t)]\mathrm{d}t$$

这里 $y(t_0)=y_0$，$y(t_1)=y_1$。

由变分理论可知上述泛函的极值必要条件为

$$\frac{\partial F}{\partial y}-\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\left(\frac{\partial F}{\partial \dot{y}}\right)=0 \tag{12.3-15}$$

上式即称为欧拉方程。考虑到

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\left(\frac{\partial F}{\partial \dot{y}}\right)=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\partial F}{\partial \dot{y}}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(\frac{\partial F}{\partial \dot{y}}\right)\frac{\mathrm{d}y}{\mathrm{d}t}+\frac{\partial}{\partial \dot{y}}\left(\frac{\partial F}{\partial \dot{y}}\right)\frac{\mathrm{d}\dot{y}}{\mathrm{d}t}$$
$$=F_{t\dot{y}}+F_{y\dot{y}}\dot{y}+F_{\dot{y}\dot{y}}\ddot{y} \tag{12.3-16}$$

则欧拉方程可以转化为

$$F_y-F_{t\dot{y}}-F_{y\dot{y}}\dot{y}-F_{\dot{y}\dot{y}}\ddot{y}=0 \tag{12.3-17}$$

对于多元泛函

$$J=\int_{t_0}^{t_1} F(t,y_1,y_2,\cdots,y_n,y'_1,y'_2,\cdots,y'_n)\mathrm{d}t$$

其边界条件已知为 $y_i(t_0)=y_{0i}$；$y_i(t_1)=y_{1i}$，$i=1,\cdots,n$，其极值必要条件为

$$\frac{\partial F}{\partial y_i}-\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}\left(\frac{\partial F}{\partial \dot{y}_i}\right)=0 \tag{12.3-18}$$

进一步，考察下述带约束的泛函极值问题

$$\min\quad J=\int_{t_0}^{t_1} F(t,y_1,y_2,\cdots,y_n,y'_1,y'_2,\cdots,y'_n)\mathrm{d}t$$
$$\text{s.t.}\quad \varphi_i(t,y_1,y_2,\cdots,y_n)=0\ (i=1,2,\cdots,m,m<n)$$

其极值的必要条件为

$$F^*_{y_j}-\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}F^*_{\dot{y}_j}=0(j=1,2,\cdots,n)$$

$$F^*_{\lambda_i}-\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}F^*_{\dot{\lambda}_i}=0(i=1,2,\cdots,m)$$

其中方程组 $F^*_{y_j}-\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}F^*_{\dot{y}_j}=0(j=1,2,\cdots,n)$ 称为欧拉-拉格朗日方程，而方程组 $F^*_{\lambda_i}-\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}t}F^*_{\dot{\lambda}_i}=0\ (i=1,2,\cdots,m)$ 等价于约束方程 $\varphi_i(t,y_1,y_2,\cdots,y_n)=0\ (i=1,2,\cdots,m)$。

3.3　最优化原理——哈密顿-庞特利亚金方程

根据欧拉-拉格朗日方程，可以得到最优控制系统，即使性能指标泛函达到极值的闭环控制系统最优控制律所满足的方程——哈密顿-庞特利亚金方程（简称 H-P 方程）。求解 H-P 方程即可得到最优控制律。

考察下述最优控制问题

$$\min\quad J=\int_0^T L(x(t),\boldsymbol{u}(t))\mathrm{d}t$$
$$\text{s.t.}\quad \dot{x}(t)=f(x(t),\boldsymbol{u}(t)) \tag{12.3-19}$$

式中：$f(x(t),u(t))$ 和 $L(x(t),u(t))$ 是一般非线性函数；$x(t)$，$\boldsymbol{u}(t)$ 分别为状态变量和控制向量。

显见，上述最优控制问题可以归结为一类求解满足约束条件的泛函 J 极小值的问题。根据欧拉-拉格朗日方程，可推知该问题的必要条件为

$$\begin{cases}\boldsymbol{\Lambda}=-\dfrac{\partial}{\partial t}H(x,\boldsymbol{\Lambda},u)\\ \dot{x}=\dfrac{\partial}{\partial \Lambda}H(x,\boldsymbol{\Lambda},u)\\ \dfrac{\partial}{\partial u}H(x,\boldsymbol{\Lambda},u)=0\end{cases} \tag{12.3-20}$$

式中：$\boldsymbol{\Lambda}(t)$ 是 n 维拉格朗日乘子向量。

称标量函数

$$H(x(t),\boldsymbol{\Lambda}(t),u(t))=L(x(t),u(t))+\boldsymbol{\Lambda}^T(t)f(x(t),u(t))$$

为哈密顿函数。

微分方程组（12.3-20）即为使性能指标 J 达到极值的必要条件，称之为哈密顿-庞特利亚金方程。

3.4　线性系统在二次型性能指标下的最优控制律

考察下述线性最优控制问题

$$\min \quad J=\frac{1}{2}\int_0^{\infty}[\boldsymbol{x}^{\mathrm{T}}(t)\boldsymbol{Q}\boldsymbol{x}(t)+u^{T}(t)\boldsymbol{R}\boldsymbol{u}(t)]\mathrm{d}(t) \tag{12.3-21}$$

$$\text{s. t.} \quad \dot{x}=\boldsymbol{A}(t)\boldsymbol{x}(t)+\boldsymbol{B}(t)\boldsymbol{u}(t)$$

式中：$\boldsymbol{x}(t)$ 为 n 维状态向量；$\boldsymbol{A}(t)$ 为 $n\times n$ 阶状态系数矩阵；$\boldsymbol{B}(t)$ 为 $n\times r$ 阶控制系统矩阵；$\boldsymbol{u}(t)$ 为 r 维控制向量。

若 $\boldsymbol{A}$、$\boldsymbol{B}$ 是常数矩阵；则系统（12.3-21）即为线性定常系统。

根据哈密顿-庞特利亚金方程，可推出线性最优控制律

$$u^{*}(t)=-R^{-1}\boldsymbol{B}^{\mathrm{T}}(t)P^{*}(t)\boldsymbol{x}(t) \tag{12.3-22}$$

而 $P^{*}(t)$ 是下述黎卡梯微分方程的解。

$$-\dot{P}(t)=\boldsymbol{P}(t)\boldsymbol{A}(t)+\boldsymbol{A}^{\mathrm{T}}(t)\boldsymbol{P}(t)-\boldsymbol{P}(t)\boldsymbol{B}(t)\boldsymbol{R}^{-1}\boldsymbol{B}^{\mathrm{T}}(t)\boldsymbol{P}(t)+\boldsymbol{Q} \tag{12.3-23}$$

进一步，若系统（12.3-21）是定常线性系统，且系统完全可控，且二次型性能指标泛函 J 的定积分上限选为∞，则矩阵 $\boldsymbol{P}$ 为常数矩阵。上述黎卡梯微分方程则退化为线性代数方程组（黎卡梯线性方程简称黎卡梯方程）

$$\boldsymbol{P}\boldsymbol{A}+\boldsymbol{A}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{P}-\boldsymbol{P}\boldsymbol{B}\boldsymbol{R}^{-1}\boldsymbol{B}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{P}+\boldsymbol{Q}=0 \tag{12.3-24}$$

由于需要系统完全可控的条件，一般在求解黎卡梯方程之前需要判断系统可控性，可以利用下面的定理判断。

定理 12.3-1：对于系统 $\dot{x}=Ax+Bu$，则系统具有完全可控性的充分必要条件是 $D=[B\mid AB\mid A^{2}B\mid\cdots\mid A^{n-1}B]$ 的秩为 n，n 为状态向量 $\boldsymbol{x}$ 的维数。

综上所述，线性定常控制系统的最优化设计问题归结为黎卡梯方程的求解。

4 线性最优控制器设计

4.1 黎卡梯方程的数值解法

由上一节可知，求解黎卡梯方程是线性定常控制系统的最优化设计问题的关键。目前求解黎卡梯方程的数值方法，主要有迭代解法、特征向量法、数字积分法和矩阵变换法等。本节介绍迭代解法中具有代表意义的一种——直接展开法。

第 1 步：将黎卡梯方程写成下述形式

$$P(A-BR^{-1}B^{\mathrm{T}}P)+(A-BR^{-1}B^{\mathrm{T}}P)^{\mathrm{T}}P+PBR^{-1}B^{\mathrm{T}}P+\boldsymbol{Q}=0 \tag{12.3-25}$$

第 2 步：令 $k=0$，并给定初值 $P^{(k)}$，求解下述关于 $P^{(k)}$ 的方程

$$P^{(k+1)}[A-BR^{-1}B^{\mathrm{T}}P^{(k)}]+[A-BR^{-1}B^{\mathrm{T}}P^{(k)}]^{\mathrm{T}}P^{(k+1)}+P^{(k)}BR^{-1}B^{\mathrm{T}}P^{(k)}+\boldsymbol{Q}=0$$

第 3 步：对给定的迭代精度 ε，判断下述不等式是否成立

$$|p_{ij}^{(k+1)}-p_{ij}^{(k)}|\leqslant\epsilon(1\leqslant i,j\leqslant n) \tag{12.3-26}$$

若不等式成立，则 $P^{(k+1)}$ 即为黎卡梯方程的解，否则返回步骤 2。

关于迭代法的收敛性，有下述结论。若矩阵 $A-BR^{-1}B^{\mathrm{T}}P^{(k)}$ 是渐近稳定的，矩阵 $\boldsymbol{Q}$ 正定或半正定，则其解 $P^{(k+1)}$ 一定是正定矩阵；进一步，若系统完全可控，则一定收敛于唯一真解，即一定能够得到唯一能使二次型性能指标泛函达到极小值的 P 矩阵。上述迭代法计算流程图如图 12.3-1 所示。

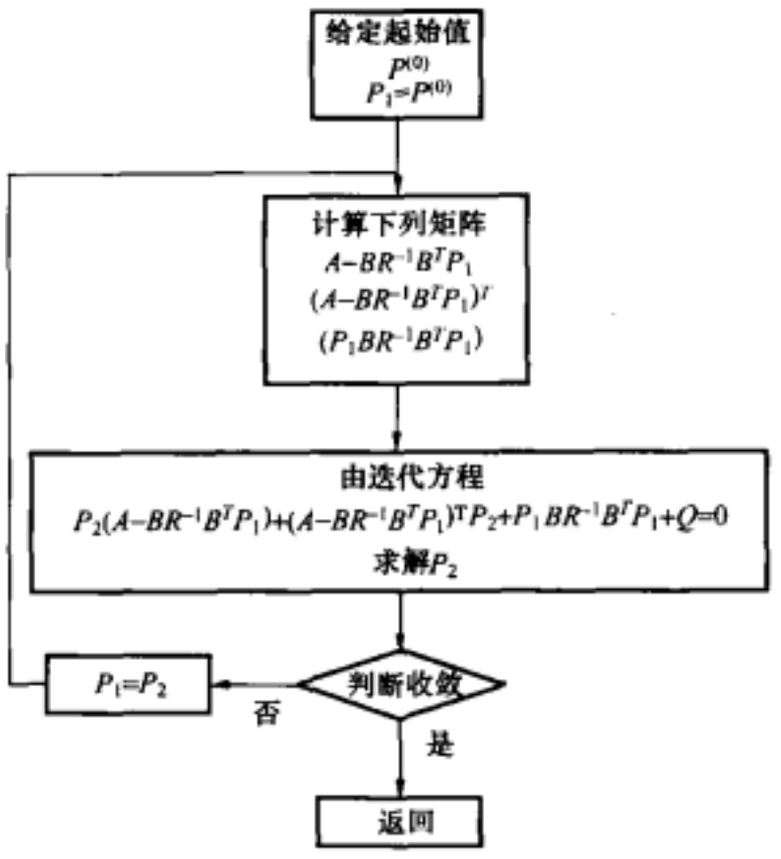


图 12.3-1 迭代法求黎卡梯方程流程图

4.2 线性最优控制器设计流程

综合前述内容，线性最优控制器设计主要步骤归纳如下：

第 1 步：建立所研究系统的状态空间方程模型

$$\dot{x}(t)=Ax(t)+Bu(t)$$

第 2 步：设定二次型性能指标

$$J=\frac{1}{2}\int_0^{\infty}[x^{\mathrm{T}}(t)Qx(t)+u^{\mathrm{T}}(t)Ru(t)]\mathrm{d}t=J_{\min}$$

式中权矩阵选为

$$Q=\mathrm{diag}(q_{11},q_{22},\cdots,q_{m})$$

$$R=\mathrm{diag}(r_{11},r_{22},\cdots,r_{rr})$$

第 3 步：判断系统可控性。

第 4 步：求解黎卡梯方程

$$A^{\mathrm{T}}P+PA-PBR^{-1}B^{\mathrm{T}}P+Q=0$$

的数值解 $\hat{P}$。

第 5 步：求出最优控制向量 $u^{*}=-R^{-1}B^{\mathrm{T}}\hat{P}x(t)$。

第 6 步：根据以上计算结果进行最优控制器的具体方案设计及结构设计。

5 线性最优控制实例

本节选取发电机励磁和汽门开度控制两个实例，一方面说明线性最优控制的应用；另一方面也说明如何设计线性最优控制器。

5.1 发电机励磁线性最优控制

具有晶闸管励磁控制的单机无穷大系统状态方程为

$$\begin{bmatrix}\Delta\dot{P}_e\\ \Delta\dot{\omega}\\ \Delta\dot{U}_t\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\frac{S_E-S_v}{T'_dS_v} & S_{E'} & -\frac{R_vS_E}{T'_dS_v}\\ -\frac{\omega_0}{H} & -\frac{D}{H} & 0\\ \frac{S_E-S_v}{T'_dR_vS_v} & \frac{S_{E'}-S_v}{R_v} & -\frac{S_E}{T'_dS_v}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\Delta P_e\\ \Delta\omega\\ \Delta U_t\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}\frac{R_{E'}}{T_{d0}}\\ 0\\ \frac{R_{E'}}{T_{d0}R_v}\end{bmatrix}\Delta E_f \tag{12.3-27}$$

式中：P_e 为电磁功率；ω 为发电机转子角速度；ω_0 为额定角速度；U_t 是发电机机端电压；D 是发电机组的阻尼系数；H 是转动惯量；$S_{E'}=\frac{\partial P_e(\delta,E'_q)}{\partial\delta}$；$R_{E'}=\frac{\partial P_e(\delta,E'_q)}{\partial E'_q}$，$S_E=\frac{\partial P_e(\delta,E_q)}{\partial\delta}$，$S_V=\frac{\partial P_e(\delta,U_t)}{\partial\delta}$；$R_V=\frac{\partial P_e(\delta,U_t)}{\partial U_t}$；$T_{d0}$ 是定子绕组开路时励磁绕组的时间常数；T'_d 为发电机定子绕组闭

路时励磁绕组的时间常数；$E_f = E_q + T_{d0}\dot{E}'_q$。

将系统（12.3-27）写成矩阵形式

$$\dot{x} = Ax + Bu$$

式中

$$x = [\Delta P_e, \Delta\omega, \Delta U_t]^T \tag{12.3-28}$$

$$u = \Delta E_f \tag{12.3-29}$$

$$A = \begin{bmatrix} \frac{S_E - S_v}{T'_d S_v} & S_{E'} & -\frac{R_v S_E}{T'_d S_v} \\ -\frac{\omega_0}{H} & -\frac{D}{H} & 0 \\ \frac{S_E - S_v}{T'_d R_v S_v} & \frac{S_{E'} - S_v}{R_v} & -\frac{S_E}{T'_d S_v} \end{bmatrix} \tag{12.3-30}$$

$$B = \left[\frac{R_{E'}}{T_{d0}}, 0, \frac{R_{E'}}{T_{d0} R_v}\right]^T \tag{12.3-31}$$

进一步设定二次型性能指标

$$J = \frac{1}{2}\int_0^\infty (x^T Q x + u^T R u)\mathrm{d}t = J_{\min} \tag{12.3-32}$$

式中：$Q = \mathrm{diag}[q_1, q_2, q_3]$，$R = 1$。

采用以上性能指标，意味着要求所设计的最优励磁控制器，能够在动态过程中保证 P_e、ω、U_t 的偏差的平方和对时间的积分达到最小值，且使得所需要的控制能量的值适当。

黎卡梯方程 $A^T P + PA - PBR^{-1}B^T P + Q = 0$，设其解为

$$P = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & p_{13} \\ p_{21} & p_{22} & p_{23} \\ p_{31} & p_{32} & p_{33} \end{bmatrix}$$

从而可得最优反馈增益矩阵

$$K = R^{-1}B^T P = [k_p, k_w, k_v]$$

其中

$$\begin{aligned} k_p &= \frac{R_{E'}}{T_{d0}} p_{11} + \frac{R_{E'}}{T_{d0} R_v} p_{31} \\ k_w &= \frac{R_{E'}}{T_{d0}} p_{12} + \frac{R_{E'}}{T_{d0} R_v} p_{32} \\ k_v &= \frac{R_{E'}}{T_{d0}} p_{13} + \frac{R_{E'}}{T_{d0} R_v} p_{33} \end{aligned} \tag{12.3-33}$$

最后可得线性最优控制律

$$u = \Delta E_f = -k_p \Delta P_e - k_w \Delta\omega - k_v \Delta U_t \tag{12.3-34}$$

5.2　汽轮发电机汽门开度线性最优控制

汽轮发电机快速汽门开度系统的物理模型如图 12.3-2 所示。

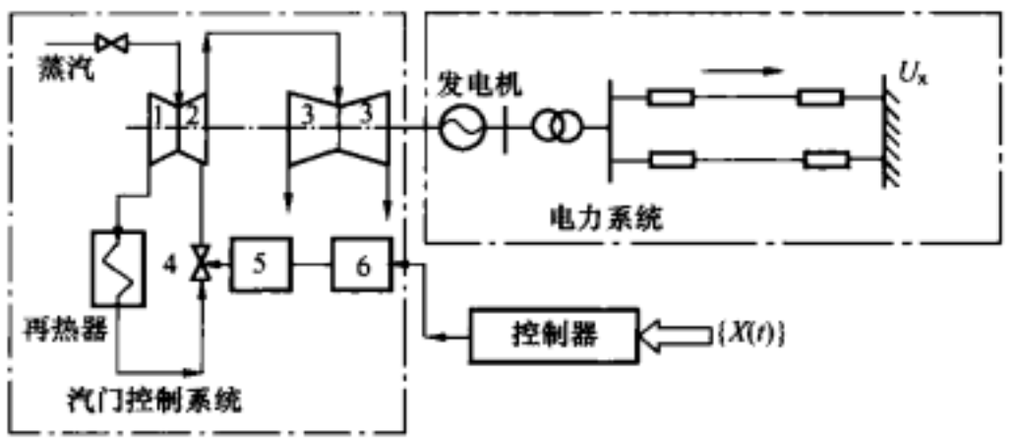


图 12.3-2　汽门开度系统的物理模型

1—高压缸；2—中压缸；3—双低压缸；4—快速汽门；5—伺服马达；6—伺服阀

假设发电机具有快速励磁调节器，因而在暂态过程中可假设发电动机的 q 轴电动势 E'_q 保持不变。

建立系统状态方程，主要由三部分组成：一是发电机转子动力学方程；二是发电机电磁功率方程；三是描述调速系统运动规律的方程。联立上述三个方程，可得汽门开度系统状态方程如下

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{P}_e \\ \Delta\dot{\omega} \\ \Delta\dot{P}_m \\ \Delta\dot{\mu} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & S_{E'} & 0 & 0 \\ -\frac{\omega_0}{H} & -\frac{D}{H} & \frac{\omega_0}{H} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T_B} & \frac{1}{T_B} \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_\mu} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_e \\ \Delta\omega \\ \Delta P_m \\ \Delta\mu \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{1}{T_\mu} \end{bmatrix} \Delta U_g \tag{12.3-35}$$

式中：P_e 为电磁功率；ω 为发电机转子角速度；ω_0 为额定角速度；P_m 为输入机械功率；D 是发电机组的阻尼系数；H 为转动惯量；U_g 是功率放大器加到电液转换器上的直流电压量；T_B 是蒸汽管道的汽惯性常数；T_μ 是调节门油动机时间常数；$S_{E'} = \dfrac{\partial P_e}{\partial\delta}$（$E'_q$ 恒定）。

将系统（12.3-35）写成矩阵形式

$$\dot{x} = Ax + Bu$$

式中

$$x = \begin{bmatrix} \Delta p_e \\ \Delta\omega \\ \Delta p_m \\ \Delta\mu \end{bmatrix}$$

$$A = \begin{bmatrix} 0 & S_{E'} & 0 & 0 \\ -\frac{\omega_0}{H} & -\frac{D}{H} & \frac{\omega_0}{H} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{T_B} & \frac{1}{T_B} \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_\mu} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{1}{T_\mu} \end{bmatrix}$$

$$u = \Delta U_g$$

进一步选择性能指标

$$J = \frac{1}{2}\int_0^\infty (x^T Q x + u^T R u)\mathrm{d}t = J_{\min}$$

由黎卡梯方程

$$A^T P + PA - PBR^{-1}B^T P + Q = 0$$

求出 P^*，即可求得线性最优控制律为

$$u = \Delta U_g = -R^{-1}B^T P^* x$$

第 4 章 非 线 性 控 制

1 概述

工程实际中，包括电力系统在内的诸多控制系统都是非线性的。一般来说，实际系统中存在的非线性特性可分为两类：一类是由于系统的不完善造成的，它实际上是不可避免的，例如汽轮发电机调速器不可能通过无限制地增加汽门开度来提高发电机的输出功率，因此必然存在饱和非线性特性；另一类是系统动态特性本身所固有的，如电力系统中传输功率与各发电机之间相角差的正弦成正比，若要分析电力系统的大干扰稳定性，就必须考虑非线性特性的影响。因此，严格来讲，非线性在电力系统中是普遍存在的，是电力系统的基本特性之一。要设计性能优良的电力系统控制器，需要综合考虑它的非线性特性。

通常在采用线性控制理论和方法（包括经典控制理论）设计非线性系统的控制器时，首先需要将系统的数学模型在选定的某一平衡点（平衡状态）作近似线性化。实质上，这是以非线性解析函数在该点的全微分代替其增量。这种近似线性化的方法，从原理上决定了当系统实际状态偏离设计中选定的平衡状态甚远时，如果该控制器不是起相反作用的话，其控制的效果也可能会大大减弱。那么，如何应对非线性对电力系统带来的挑战呢？对于慢过程的控制系统，用实时反馈增益的办法来“自动寻优”是可行的，但对于像电力系统这类系统来说，在其状态量较大幅度地发生变化的情况下，这一方法是难以实现的。

目前，电力系统非线性控制的研究受到了广泛的关注并取得了若干阶段性的成果，如描述函数法、鲁里叶系统和变结构控制等，但真正能够有效克服线性系统理论局限性的，是现代非线性控制理论和方法，这其中包括微分几何控制理论、逆系统方法和直接反馈线性化方法等，而前者以严密的数学基础、系统的设计方法成为非线性控制理论体系的具有典型代表意义的方法，后面两种方法从数学角度看则是前者的特例。本章将重点介绍微分几何控制方法。该方法作为非线性控制理论中一个重要分支并得到了广泛的应用。正如罗马大学教授伊斯多雷（A. Isidori）所指出的：像 20 世纪 50 年代拉氏变换，复变函数理论应用于线性单输入单输出系统，以及 60 年代状态空间描述方法和线性代数应用于多变量线性系统那样，应用微分几何方法研究非线性控制系统已经取得了并将进一步取得更大的突破与成功。目前，非线性系统微分几何方法不仅在理论上已初步形成了自己的体系，而且在电力系统也得到了越来越广泛的应用。本章主要介绍基于微分几何的非线性控制理论及其在电力系统中的应用。

2 非线性控制系统设计原理

2.1 基本概念

2.1.1 仿射非线性系统

在工程实际中，大量的非线性系统，包括电力系统、机器人系统、直升飞机自控系统及化工控制系统等，它们的数学模型具有以下形式：

$$\begin{cases}\dot{x} = \boldsymbol{f}(x) + \boldsymbol{g}(x)u = \boldsymbol{f}(x) + \sum_{i=1}^{m} g_i(x)u_i \\ \boldsymbol{y} = h(x)\end{cases} \tag{12.4-1}$$

其中

$$\boldsymbol{g}(x) = (g_1(x), g_2(x), \cdots, g_m(x))$$

$$\boldsymbol{g}_i(x) = \begin{bmatrix} g_{i1}(x) \\ g_{i2}(x) \\ \vdots \\ g_{in}(x) \end{bmatrix} \quad 1 \leqslant i \leqslant m$$

$\boldsymbol{f}(x)$ 与 $\boldsymbol{g}_i(x)(1 \leqslant i \leqslant m)$ 为 n 维函数向量场；$\boldsymbol{x} \in R^n$ 为 n 维状态向量；$\boldsymbol{u} \in R^m$ 为 m 维控制向量；$\boldsymbol{y} \in R^p$ 为 p 维输出向量。

这种非线性系统的特点是：对于状态向量 $\boldsymbol{x}$ 是非线性的，但对于控制量 u_i 却是线性的。这种形式的非线性系统称为仿射非线性系统。

2.1.2 系统的相对阶

定义 12.4-1：单输入单输出系统的相对阶

对于一个单输入单输出的非线性系统

$$\begin{cases}\dot{x} = \boldsymbol{f}(x) + \boldsymbol{g}(x)u \\ y = h(x)\end{cases} \tag{12.4-2}$$

式中：$x \in R^n$；u，$y \in R^1$；$\boldsymbol{f}(x)$、$\boldsymbol{g}(x)$ 为向量场。

给定一点 $x_0 \in R^n$ 及其邻域 Ω，$\forall x \in \Omega$，如果存在正整数 r 使得

（1）输出函数 $h(x)$ 对向量场 $\boldsymbol{f}(x)$ 的 $k(0 \leqslant k \leqslant r-2)$ 阶李导数对向量场 $\boldsymbol{g}(x)$ 的李导数的值为零，即

$$L_{\mathrm{g}} L_{\mathrm{f}}^{k} h(x) = 0 \quad 0 \leqslant k \leqslant r-2$$

（2）输出函数 $\boldsymbol{h}(x)$ 对向量场 $\boldsymbol{f}(x)$ 的 $r-1$ 阶李导数对向量场 $\boldsymbol{g}(x)$ 的李导数的值不为零，即

$$L_{\mathrm{g}} L_{\mathrm{f}}^{r-1} h(x) \neq 0$$

则称系统（12.4-2）在 x_0 的邻域中的相对阶为 r。

定义 12.4-2：多输入多输出系统的（向量）相对阶

对于一个 m 维输入 m 维输出系统

$$\begin{cases}\dot{\boldsymbol{x}} = \boldsymbol{f}(x) + \boldsymbol{g}_1(x)u_1 + \cdots + \boldsymbol{g}_m(x)u_m \\ y_1 = h_1(x) \\ \quad\vdots \\ y_m(x) = h_m(x)\end{cases} \tag{12.4-3}$$

式中：$\boldsymbol{f}(x)$ 与 $\boldsymbol{g}_i(x)(1 \leqslant i \leqslant m)$ 为 n 维向量场；$\boldsymbol{x} \in R^n$ 为 n 维状态向量；$u_i(1 \leqslant i \leqslant m)$ 为第 i 个控制量；$y_i(1 \leqslant i \leqslant m)$ 为第 i 个输出量；h_i 为 x 的标量函数。

给定一点 $\boldsymbol{x}_0 \in R^n$ 及其邻域 Ω，$\forall x \in \Omega$，如果存在正整数 r_1，…，r_{p}，使得

（1）输出函数 $h_i(x)$ 对向量场 $\boldsymbol{f}(x)$ 的 k_i 阶李导数对向量场 $\boldsymbol{g}_j(x)$ 的李导数的值为零，即

$$L_{\boldsymbol{g}_j} L_{\mathrm{f}}^{k_i} h_i(x) = 0 \quad 0 \leqslant k_i \leqslant r_i - 2; j = 1, \cdots, m;\ i = 1, \cdots, m$$

（2）$m \times m$ 维矩阵

$$\begin{bmatrix} L_{\boldsymbol{g}_1} L_{\mathrm{f}}^{r_1-1} h_1(x) & L_{\boldsymbol{g}_2} L_{\mathrm{f}}^{r_1-1} h_1(x) & \cdots & L_{\boldsymbol{g}_m} L_{\mathrm{f}}^{r_1-1} h_1(x) \\ L_{\boldsymbol{g}_1} L_{\mathrm{f}}^{r_2-1} h_2(x) & L_{\boldsymbol{g}_2} L_{\mathrm{f}}^{r_2-1} h_2(x) & \cdots & L_{\boldsymbol{g}_m} L_{\mathrm{f}}^{r_2-1} h_2(x) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ L_{\boldsymbol{g}_1} L_{\mathrm{f}}^{r_m-1} h_m(x) & L_{\boldsymbol{g}_2} L_{\mathrm{f}}^{r_m-1} h_m(x) & \cdots & L_{\boldsymbol{g}_m} L_{\mathrm{f}}^{r_m-1} h_m(x) \end{bmatrix}$$

是非奇异的，则 $\boldsymbol{r}=\{r_1,\cdots,r_m\}$ 为系统（12.4-3）的向量相对阶。

注：所谓函数 $h(x)$ 对向量场 $\boldsymbol{f}(x)$ 的李导数，即 $L_{\mathrm{f}}h(x)=\dfrac{\partial h}{\partial x}f$。高阶李导数以此类推。

2.2　状态反馈精确线性化

多输入多输出非线性系统的状态反馈精确线性化本质上与单输入单输出非线性系统状态反馈精确线性化基本相同，只不过计算较为复杂，为阐述清楚起见，本节重点介绍单输入单输出非线性系统。多输入多输出非线性系统的情形可参见相应文献。

2.2.1　相对阶 r 等于系统阶数 n 时的线性化设计原理

构造坐标变换 $z=\Phi(x)$，使得

$$\begin{aligned} z_1&=h(x)\\ z_2&=L_{\mathrm{f}}h(x)\\ z_3&=L_{\mathrm{f}}^2h(x)\\ &\vdots\\ z_n&=L_{\mathrm{f}}^{n-1}h(x)\end{aligned}\tag{12.4-4}$$

则系统（12.4-2）在此坐标下表示为

$$\begin{aligned}\dot z_1&=\frac{\partial h(x)}{\partial x}\dot x=\frac{\partial h(x)}{\partial x}(f+gu)\\ &=L_{\mathrm{f}}h(x)+L_{\mathrm{g}}h(x)u=z_2\\ \dot z_2&=\frac{\partial}{\partial x}(L_{\mathrm{f}}h(x))(f+gu)\\ &=L_{\mathrm{f}}^2h(x)+L_{\mathrm{g}}L_{\mathrm{f}}h(x)u\\ &=L_{\mathrm{f}}^2h(x)=z_3\\ &\vdots\\ \dot z_{n-1}&=z_n\\ \dot z_n&=L_{\mathrm{f}}^nh(x)+L_{\mathrm{g}}L_{\mathrm{f}}^{n-1}h(x)u\\ &=\alpha(x)+\beta(x)u\end{aligned}\tag{12.4-5}$$

这里 $\alpha(x)=L_{\mathrm{f}}^nh(x)$，$\beta(x)=L_{\mathrm{g}}L_{\mathrm{f}}^{n-1}h(x)$。进一步设计反馈律

$$v=\alpha(x)+\beta(x)u\tag{12.4-6}$$

则系统（12.4-2）可写为

$$\begin{aligned}\dot z_1&=z_2\\ \dot z_2&=z_3\\ &\vdots\\ \dot z_{n-1}&=z_n\\ \dot z_n&=v\\ y&=z_1\end{aligned}\tag{12.4-7}$$

通常称上式为布鲁诺夫斯基标准型，其矩阵形式为

$$\begin{cases}\dot z=\boldsymbol{A}z+\boldsymbol{B}v\\ y=\boldsymbol{C}z\end{cases}\tag{12.4-8}$$

这里

$$\boldsymbol{A}=\begin{bmatrix}0_{(n-1)\times1} & I_{n-1}\\ 0 & 0_{1\times(n-1)}\end{bmatrix};\boldsymbol{B}=\begin{bmatrix}0_{(n-1)\times1}\\ 1\end{bmatrix};\boldsymbol{C}=[1,0_{1\times(n-1)}]$$

下面对线性系统（12.4-8）进行线性最优控制设计（LQR），即

$$\begin{aligned}\min_{v}\quad&\frac{1}{2}\int_0^\infty(z^{\mathrm{T}}{}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{C}z+v^{\mathrm{T}}Rv)\mathrm{d}t\\ \text{s.t.}\quad&\dot z=\boldsymbol{A}z+\boldsymbol{B}v\end{aligned}\tag{12.4-9}$$

求解黎卡梯方程

$$A^{\mathrm{T}}P+PA-PBR^{-1}B^{\mathrm{T}}P+C^{\mathrm{T}}C=0\tag{12.4-10}$$

即可得到线性最优控制律

$$v^*=-R^{-1}B^{\mathrm{T}}P^*z=-k^*z\tag{12.4-11}$$

这里 $k^*=[k_1^*\quad k_2^*\quad\cdots\quad k_n^*]=R^{-1}B^{\mathrm{T}}P^*$。

最后利用坐标变换（12.4-4）和反馈律（12.4-6），可以得到系统（12.4-2）的非线性最优控制律为

$$\begin{aligned}u^*&=[-v^*-\alpha(x)]/\beta(x)\\ &=[-R^{-1}B^{\mathrm{T}}P^*\Phi(x)-L_{\mathrm{f}}^nh(x)]/L_{\mathrm{g}}L_{\mathrm{f}}^{n-1}h(x)\\ &=-\frac{L_{\mathrm{f}}^nh(x)+k_1^*h(x)+k_2^*L_{\mathrm{f}}h(x)+\cdots+k_{\mathrm{n}}^*L_{\mathrm{f}}^{n-1}h(x)}{L_{\mathrm{g}}L_{\mathrm{f}}^{n-1}h(x)}\end{aligned}\tag{12.4-12}$$

上述设计方法可以用图 12.4-1 加以概括。

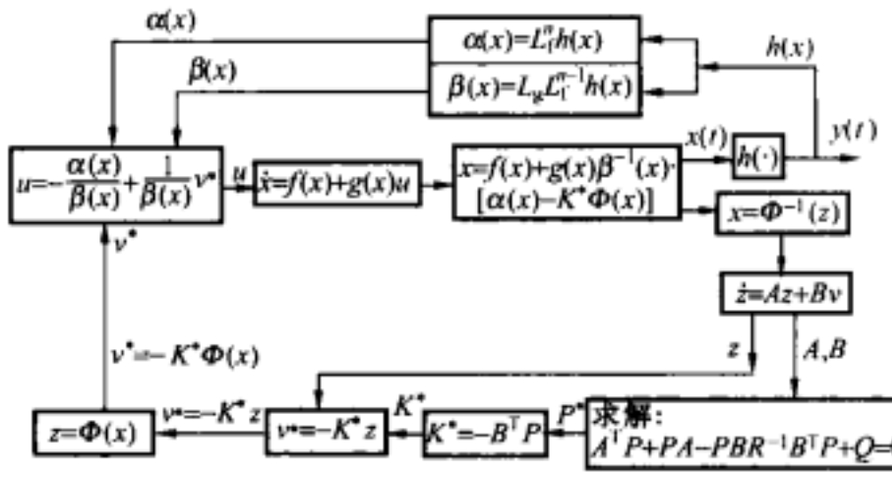


图 12.4-1　状态反馈精确线性化设计原理图

2.2.2　一般情况下的设计原理

在许多实际工程问题中，可能系统的输出方程并不明确；或者对于一个物理意义很明确的输出方程 $y=h(x)$ 来说，其相对阶 r 小于 n。在以上两种情况下，一般难以写出其输出方程或者不能直接利用已知输出函数 $h(x)$ 使系统化为布鲁诺夫斯基标准型。此时，需要“找出”一个能够使得系统可精确线性化的“恰当的”输出信号的输出方程。为了与上述 $r=n$ 的情况有所区别，这个“输出方程”记作

$$y=w(x)\tag{12.4-13}$$

上式所表述的“输出”函数可能并不具有很明显的物理意义，但根据前述精确线性化的设计方法可知，只要这个“输出”函数 $w(x)$ 能使向量场

$$\boldsymbol{\Psi}(x)=\begin{bmatrix}z_1\\ z_2\\ \vdots\\ z_n\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}w(x)\\ L_{\mathrm{f}}w(x)\\ L_{\mathrm{f}}^2w(x)\\ \vdots\\ L_{\mathrm{f}}^{n-1}w(x)\end{bmatrix}\tag{12.4-14}$$

在 x_0 的某个开子集 U_0 上局部微分同胚，则坐标变换 $z=\boldsymbol{\Psi}(x)$ 即可将系统

$$\begin{cases}\dot x=f(x)+g(x)u\\ y=w(x)\end{cases}\tag{12.4-15}$$

化为布鲁诺夫斯基标准型，相应的非线性最优控制律为

$$u=-\frac{L_{\mathrm{f}}^nw(x)+k_1^*w(x)+k_2^*L_{\mathrm{f}}w(x)+\cdots+k_n^*L_{\mathrm{f}}^{n-1}w(x)}{L_{\mathrm{g}}L_{\mathrm{f}}^{n-1}w(x)}\tag{12.4-16}$$

下面根据微分几何理论，给出一组判断所需要的 $w(x)$ 是否存在的条件。

定理 12.4-1：给定非线性系统

$$\dot x=\boldsymbol{f}(x)+\boldsymbol{g}(x)u\tag{12.4-17}$$

式中：$x\in R^n$；$u\in R^1$ 控制量；$\boldsymbol{f}(x)$，$\boldsymbol{g}(x)$ 为 n 维向量场，当且仅当以下两个条件：① 矩阵 $[g(x),ad_{\mathrm{f}}g(x),\cdots,ad_{\mathrm{f}}^{n-1}g(x)]$，对于 x_0 邻域中的所有 x，其秩不变且等于 n；

②向量场的集合 $\boldsymbol{D}=\{g(x),\cdots,ad_f^{n-2}g(x)\}$ 在 $x=x_0$ 处对合；

成立时，则存在一个函数 $w(x)$，使得在 $x=x_0$ 处该系统的相对阶 r 等于系统的阶数 n；这就意味着，系统（12.4-15）可在 $x=x_0$ 的一个邻域上被精确线性化为一个完全可控的线性系统——布鲁诺夫斯基标准型。

若已知系统可精确线性化，为了具体求出 $w(x)$，需要求解下述偏微分方程组

$$\begin{aligned}&\nabla \boldsymbol{w}(x)g(x)=0\\&\nabla \boldsymbol{w}(x)ad_f g(x)=0\\&\qquad\vdots\\&\nabla \boldsymbol{w}(x)ad_f^{n-2}g(x)=0\end{aligned}\tag{12.4-18}$$

但是

$$\nabla \boldsymbol{w}(x)ad_f^{n-1}g(x)\neq 0\tag{12.4-19}$$

此处 $\nabla w(x)=\dfrac{\partial w(x)}{\partial x}$ 为 $w(x)$ 的梯度向量。对于实际工程问题，求解方程组（12.4-18）与式（12.4-19）并非易事。因此，必须要找到一种算法，使得不必求解式（12.4-18）与式（12.4-19）所示的偏微分方程组即可以求出所需的“输出”函数 $w(x)$，从而将非线性系统（12.4-17）精确线性化为布鲁诺夫斯基标准型，并求得相应的非线性控制律。以下提供一种求解 $w(x)$ 的实用算法。

（1）第 1 步：对于非线性控制系统（12.4-17），计算 $g(x)$ 对 $f(x)$ 的各阶李括号 $ad_f g(x)$，$ad_f^2 g(x)$，…，$ad_f^{n-1}x(x)$，然后组成 n 个向量场的集合

$$\begin{aligned}\boldsymbol{D}_1&=\{g(x)\}\\\boldsymbol{D}_2&=\{g(x),ad_f g(x)\}\\&\vdots\\\boldsymbol{D}_n&=\{g(x),ad_f g(x),\cdots,ad_f^{n-1}g(x)\}\end{aligned}$$

（2）第 2 步：选择 n 个线性独立的向量场 $\overline{\boldsymbol{D}}_1$，$\overline{\boldsymbol{D}}_2$，…，$\overline{\boldsymbol{D}}_n$，使之满足 $\overline{\boldsymbol{D}}_i\in span\{\boldsymbol{D}_i,\ 1\leqslant i\leqslant n\}$，这意味着选择 x 的标量函数 $k_j^{(i)}(x)$，$i\geqslant j$，i，$j=1$，2，…，n，以使下列关系成立：

$$\begin{aligned}&\overline{\boldsymbol{D}}_1+k_1^{(1)}(x)g(x)=0\\&\overline{\boldsymbol{D}}_2+k_1^{(2)}(x)g(x)+k_2^{(2)}(x)ad_f g(x)=0\\&\qquad\vdots\\&\overline{\boldsymbol{D}}_i+k_1^{(i)}(x)g(x)+k_2^{(i)}(x)ad_f g(x)+\cdots+\\&\quad k_i^{(i)}(x)ad_f^{i-1}g(x)=0\\&\qquad\vdots\\&\overline{\boldsymbol{D}}_n+k_1^{(n)}(x)g(x)+k_2^{(n)}(x)ad_f g(x)+\cdots+\\&\quad k_n^{(n)}(x)ad_f^{n-1}g(x)=0\end{aligned}\tag{12.4-20}$$

上式表示向量场 $\overline{\boldsymbol{D}}_i$ 与向量场集合

$\{g(x),\ ad_f g(x),\ ad_f^2 g(x),\ \cdots,\ ad_f^{i-1}g(x)\}$ $(i=1,2,\cdots,n)$ 线性相关。

（3）第 3 步：求解 $F(w_1,w_2,\cdots,w_n)=\Phi_{w_1}^{\overline{D}_1}\times\Phi_{w_2}^{\overline{D}_2}\times\cdots\times\Phi_{w_n}^{\overline{D}_n}(x_0)$。

其中，符号 $\Phi_{w_n}^{\overline{D}_n}(x_0)$ 表示以 x_0 为初值并以 w_n 为自变量的积分曲线，即求解以下微分方程组

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}w_n}\begin{bmatrix}x_1\\x_2\\\vdots\\x_n\end{bmatrix}=\overline{\boldsymbol{D}}_n,\ x(0)=\begin{bmatrix}x_1(0)\\x_2(0)\\\vdots\\x_n(0)\end{bmatrix}=x_0$$

进一步，$\Phi_{w_{n-1}}^{\overline{D}_{n-1}}\times\Phi_{w_n}^{\overline{D}_n}$ 表示求解向量场 $\overline{\boldsymbol{D}}_{n-1}$ 的以 w_{n-1} 为自变量、以 $\Phi_{w_n}^{\overline{D}_n}(x_0)$ 为初始条件的积分曲线，即求解以下微分方程组

$$\frac{\mathrm{d}}{\mathrm{d}w_{n-1}}\begin{bmatrix}x_1\\x_2\\\vdots\\x_n\end{bmatrix}=\overline{\boldsymbol{D}}_{n-1},\ x(0)=\Phi_{w_n}^{\overline{D}_n}(x_0)=\begin{bmatrix}x_1(w_n)\\x_2(w_n)\\\vdots\\x_n(w_n)\end{bmatrix}$$

以此类推，可求出向量场 $\overline{\boldsymbol{D}}_1$ 的积分曲线 $\Phi_{w_1}^{\overline{D}_1}\times\Phi_{w_2}^{\overline{D}_2}\times\cdots\times\Phi_{w_n}^{\overline{D}_n}(x_0)$，即有

$$\boldsymbol{x}=\begin{bmatrix}x_1\\x_2\\\vdots\\x_n\end{bmatrix}=\boldsymbol{F}(w)=\begin{bmatrix}F_1(w_1,w_2,\cdots,w_n)\\F_2(w_1,w_2,\cdots,w_n)\\\vdots\\F_n(w_1,w_2,\cdots,w_n)\end{bmatrix}$$

由上式可求出其逆变换 $\boldsymbol{F}^{-1}$ 为

$$\boldsymbol{w}=\begin{bmatrix}w_1\\w_2\\\vdots\\w_n\end{bmatrix}=\boldsymbol{F}^{-1}(x)=\begin{bmatrix}w_1(x_1,x_2,\cdots,x_n)\\w_2(x_1,x_2,\cdots,x_n)\\\vdots\\w_n(x_1,x_2,\cdots,x_n)\end{bmatrix}\tag{12.4-21}$$

（4）第 4 步：求解空间映射 F^{-1} 下的向量场 $\boldsymbol{f}(x)$ 的导出映射，即

$$F_*^{-1}(f)=\boldsymbol{J}_{F^{-1}}\ \boldsymbol{f}(x)\ |_{x=F(w)}$$

式中：$\boldsymbol{J}_{F^{-1}}$ 表示式中 $F^{-1}(x)$ 的雅可比矩阵。

令

$$\boldsymbol{f}^{(0)}(w)=\begin{bmatrix}f_1^{(0)}(w)\\f_2^{(0)}(w)\\\vdots\\f_n^{(0)}(w)\end{bmatrix}=F_*^{-1}(f)=\boldsymbol{J}_{F^{-1}}\ \boldsymbol{f}(x)\ |_{x=F(w)}\tag{12.4-22}$$

为了求出所需的坐标变换及状态反馈，还需要通过逐次定义变换 R_1，R_2，…，R_{n-1}，下面首先定义变换 R_1

$$\begin{aligned}z_1^{(1)}&=f_2^{(0)}(w)\\z_2^{(1)}&=f_3^{(0)}(w)\\&\vdots\\z_{n-1}^{(1)}&=f_n^{(0)}(w)\\z_n^{(1)}&=w_n\end{aligned}$$

上式中的 $f_i^{(0)}(w)$，$i=2$，…，n，已由式（12.4-22）给出。紧接着可计算

$$f^{(1)}(w)=(R_1)_*f^{(0)}(w)=J_{R_1}f^{(0)}(w)\tag{12.4-23}$$

这里

$$\boldsymbol{J}_{R_1}=\begin{bmatrix}\dfrac{\partial z_1^{(1)}}{\partial w_1}&\dfrac{\partial z_1^{(1)}}{\partial w_2}&\cdots&\dfrac{\partial z_1^{(1)}}{\partial w_n}\\\dfrac{\partial z_2^{(1)}}{\partial w_1}&\dfrac{\partial z_2^{(1)}}{\partial w_2}&\cdots&\dfrac{\partial z_2^{(1)}}{\partial w_n}\\\vdots&\vdots&\vdots&\vdots\\\dfrac{\partial z_n^{(1)}}{\partial w_1}&\dfrac{\partial z_n^{(1)}}{\partial w_2}&\cdots&\dfrac{\partial z_n^{(1)}}{\partial w_n}\end{bmatrix}\tag{12.4-24}$$

继续定义变换 R_j

$$\begin{aligned}z_1^{(j)}&=f_2^{(j-1)}(w)\\z_2^{(j)}&=f_3^{(j-1)}(w)\\&\vdots\\z_{n-1}^{(j)}&=f_n^{(j-1)}(w)\\z_n^{(j)}&=z_n^{(j-1)}(=w_n)\quad j=2,3,\cdots,n-1\end{aligned}\tag{12.4-25}$$

由此可算出

$$f^{(j)}(w)=\begin{bmatrix} f_1^{(j)}(w) \\ f_2^{(j)}(w) \\ \vdots \\ f_n^{(j)}(w) \end{bmatrix}=\boldsymbol{J}_{R_j}(w)f^{(j-1)}(w) \tag{12.4-26}$$

这里 $\boldsymbol{J}_{R_j}$ 为变换 R_j 的雅可比矩阵。

按上述计算步骤类推，直至求出第 $n-1$ 次变换 R_{n-1}，即

$$\begin{aligned} z_1^{(n-1)} &= f_2^{(n-2)}(w) \\ z_2^{(n-1)} &= f_3^{(n-2)}(w) \\ &\vdots \\ z_{n-1}^{(n-1)} &= f_n^{(n-2)}(w) \\ z_n^{(n-1)} &= z_n^{(n-2)}(=w_n) \quad j=2,3,\cdots,n-1 \end{aligned} \tag{12.4-27}$$

上述变换即为最终所需要得到的坐标变换。从式（12.4-27）可以看出，该变换实际上是从 w 空间到 $z^{(n-1)}$ 空间的坐标变换，而算法本身要求出从 x 空间到 $z^{(n-1)}$ 空间的坐标变换。事实上，求 x 空间到 $z^{(n-1)}$ 空间的坐标变换等于求 F^{-1} 与 R_{n-1} 的复合变换 T，这里 $T=R_{n-1}F^{-1}$（参见图 12.4-2）。T 的变换关系可根据下式计算

$$\begin{aligned} z_1^{(n-1)} &= f_2^{(n-2)}(w)\,|_{w=F^{-1}(x)} = T_1(x) \\ z_2^{(n-1)} &= f_3^{(n-2)}(w)\,|_{w=F^{-1}(x)} = T_2(x) \\ &\vdots \\ z_{n-1}^{(n-1)} &= f_n^{(n-2)}(w)\,|_{w=F^{-1}(x)} = T_{n-1}(x) \\ z_n^{(n-1)} &= w_n\,|_{w=F^{-1}(x)} = T_n(x) \end{aligned} \tag{12.4-28}$$

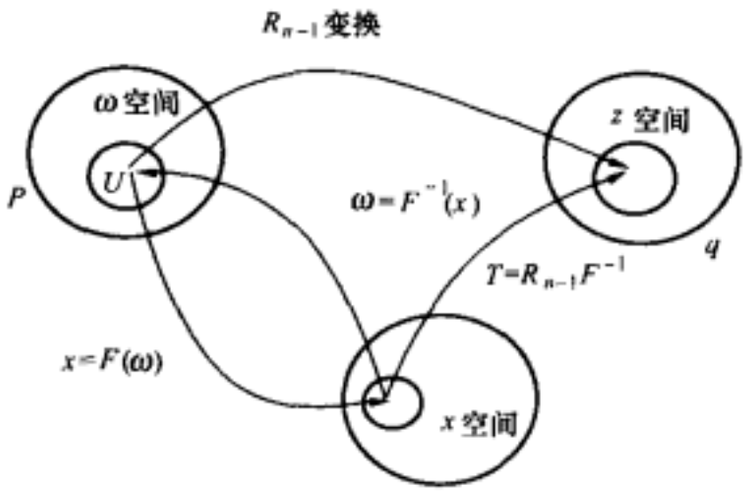


图 12.4-2　坐标变换关系示意图

根据坐标变换（12.4-28），可以对原非线性系统（12.4-17）的向量场 $\boldsymbol{f}(x)$ 和 $\boldsymbol{g}(x)$ 作以下变换，并将变换后的向量场以 $\tilde{f}(x)$ 和 $\tilde{g}(x)$ 记之，即

$$\tilde{f}(x)=J_T(x)f(x)=[\,\tilde{f}_1(x)\quad \tilde{f}_2(x)\quad \cdots\quad \tilde{f}_{n-1}(x)\quad \tilde{f}_n(x)]^{\mathrm{T}}$$

$$\tilde{g}(x)=J_T(x)g(x)=[\,\tilde{g}_1(x)\quad 0\quad \cdots\quad 0]^{\mathrm{T}}$$

此处，$\tilde{g}(x)\neq 0$，且

$$\boldsymbol{J}_T(x)=\begin{bmatrix} \dfrac{\partial T_1(x)}{\partial x_1} & \dfrac{\partial T_1(x)}{\partial x_2} & \cdots & \dfrac{\partial T_1(x)}{\partial x_n} \\ \dfrac{\partial T_2(x)}{\partial x_1} & \dfrac{\partial T_2(x)}{\partial x_2} & \cdots & \dfrac{\partial T_2(x)}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \dfrac{\partial T_n(x)}{\partial x_1} & \dfrac{\partial T_n(x)}{\partial x_2} & \cdots & \dfrac{\partial T_n(x)}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

（5）第 5 步：最终的坐标变换 $z=\tilde{F}(x)$ 为

$$\begin{aligned} z_1 &= w_n(x) \\ z_2 &= \tilde{f}_n(x) \\ &\vdots \\ z_{n-1} &= \tilde{f}_3(x) \\ z_n &= \tilde{f}_2(x) \end{aligned}$$

其逆变换为

$$x=\tilde{F}^{-1}(z)$$

若令

$$u=\left(-\frac{\tilde{f}_1(x)}{\tilde{g}_1(x)}+\frac{1}{\tilde{g}_1(x)}v\right)\Bigg|_{x=\tilde{F}^{-1}(z)}$$

则原非线性系统（12.4-17）可变换为布鲁诺夫斯基标准型

$$\begin{aligned} \dot{z}_1 &= z_2 \\ \dot{z}_2 &= z_3 \\ &\vdots \\ \dot{z}_{n-1} &= z_n \\ \dot{z}_n &= v \end{aligned}$$

并且得到原非线性系统（12.4-17）的非线性状态反馈律为

$$u(x)=-\frac{\tilde{f}_1(x)}{\tilde{g}_1(x)}+\frac{1}{\tilde{g}_1(x)}v \tag{12.4-29}$$

上式即为最终所要求的控制律。

以上提供了一种精确线性化的算法。这种算法的实质是将求解偏微分方程组（12.4-18）和式（12.4-9）的问题转化为求一系列常微分方程组的解 $\Phi_{w_1}^{\overline{D}_1}\times\Phi_{w_2}^{\overline{D}_2}\times\cdots\times\Phi_{w_n}^{\overline{D}_n}(x_0)$ 的问题，然后以此常微分方程的解为依据进行逐次变换。这里需要指出的是，在进行这种精确线性化的变换前，应事先检验所讨论的仿射非线性系统（12.4-17）是否满足定理 12.4-1 中所论的可精确线性化的条件，在得到肯定的答案后再进行后续的演算。

2.3　零动态设计原理

2.3.1　基本思想

按精确线性化方法设计的控制规律往往相当复杂，此外有时系统并不满足精确线性化的条件，这时可以采用零动态设计法。

一般来说，系统的动态行为可分为外部动态与内部动态两个部分。从应用的角度出发，我们主要关心的是系统的外部动态，要求外部动态不仅稳定而且有优良品质；至于内部动态只要求它是稳定的即可。在系统输出为零的条件下，决定系统内部动态行为的方程组称原系统的零动态方程组。这就是零动态设计法的基本思想。根据这种思想所设计出的控制规律有时会更实用、更简单。

需要指出的是，在实际的控制工程系统中，这种系统输出在任何时刻皆等于零的条件只是设计时的一种希望达到的目标；由于在实际运行的控制系统中，控制作用往往存在着一定的失灵区、限幅效应以及一定的时滞效应等设计中没有加以考虑的因素，使得 $y(t)=0$、$t\geqslant 0$ 的目标难以真正实现。

2.3.2　设计方法

这里主要介绍单输入单输出非线性系统的零动态设计原理。多输入多输出系统情形与之类似。

若系统

$$\begin{cases} \dot{x}=f(x)+g(x)u \\ y=h(x) \end{cases} \tag{12.4-30}$$

的相对阶 $r<n$，则可构造恰当的坐标变换使得该系统部分线性化。

具体做法如下。首先构造坐标变换 $z=\Phi(x)$ 如下

$$\begin{aligned} z_1 &= \varphi_1(x) = h(x) \\ z_2 &= \varphi_2(x) = L_f h(x) \\ &\vdots \\ z_r &= \varphi_r(x) = L_f^{r-1} h(x) \\ z_{r+1} &= \varphi_{r+1}(x) \\ &\vdots \\ z_n &= \varphi_n(x) \end{aligned} \tag{12.4-31}$$

其中 φ_{r+1}，…，φ_n 满足关系

$$L_g \varphi_i(x) = 0 \quad r+1 \leqslant i \leqslant n \tag{12.4-32}$$

且 $\Phi(x)$ 在 $x=x^0$ 处的雅可比矩阵

$$\boldsymbol{J}_\Phi = \left.\frac{\partial \Phi(x)}{\partial x}\right|_{x=x^0}$$

是非奇异的。进一步，若令

$$\begin{aligned} a(z) &= L_f^r h(\Phi^{-1}(z)) \\ b(z) &= L_g L_f^{r-1} h(\Phi^{-1}(z)) \end{aligned} \tag{12.4-33}$$

以及

$$\begin{aligned} q_{r+1}(z) &= L_f \varphi_{r+1}(\Phi^{-1}(z)) \\ &\vdots \\ q_n(z) &= L_f \varphi_n(\Phi^{-1}(z)) \end{aligned} \tag{12.4-34}$$

则系统（12.4-30）可转换为

$$\begin{aligned} \dot{z}_1 &= z_2 \\ \dot{z}_2 &= z_3 \\ &\vdots \\ \dot{z}_r &= a(z) + b(z)u \\ \dot{z}_{r+1} &= q_{r+1}(z) \\ &\vdots \\ \dot{z}_n &= q_n(z) \end{aligned} \tag{12.4-35}$$

上式称为非线性系统（12.4-30）部分线性化标准型。

为了得到该标准型，需要求解偏微分方程组（12.4-32）。这在数学上是非常困难的。如果想避免求解偏微分方程组，而只是根据 $\frac{\partial \Phi(x_0)}{\partial x}$ 为非奇异这个条件来选择 $\varphi_i(r+1 \leqslant i \leqslant n)$，则有

$$\begin{aligned} \dot{z}_{r+1} &= q_{r+1}(z) + p_{r+1}(z)u \\ &\vdots \\ \dot{z}_n &= q_n(z) + p_n(z)u \end{aligned}$$

这里

$$\begin{aligned} p_{r+1}(z) &= L_g \varphi_{r+1}(\Phi^{-1}(z)) \\ &\vdots \\ p_n(z) &= L_g \varphi_n(\Phi^{-1}(z)) \end{aligned} \tag{12.4-36}$$

这样，可以得到系统（12.4-30）的另一种部分线性化标准型

$$\begin{aligned} \dot{z}_1 &= z_2 \\ &\vdots \\ \dot{z}_{r-1} &= z_r \\ \dot{z}_r &= a(z) + b(z)u \\ \dot{z}_{r+1} &= q_{r+1}(z) + p_{r+1}(z)u \\ &\vdots \\ \dot{z}_n &= q_n(z) + p_n(z)u \end{aligned} \tag{12.4-37}$$

从上式可以看出，部分线性化标准型（12.4-37）与（12.4-35）的主要区别是：前者的非线性子系统部分含有控制输入，而后者只有第 r 个方程含有控制。以下根据这两种标准型，介绍两种零动态设计法。

（1）零动态第一种设计方法。令

$$\begin{aligned} \zeta &= [z_1 \quad z_2 \quad \cdots \quad z_r]^T \\ \eta &= [z_{r+1} \quad z_{r+2} \quad \cdots \quad z_n]^T \end{aligned} \tag{12.4-38}$$

则系统（12.4-35）可重新写成

$$\begin{aligned} \dot{z}_1 &= z_2 \\ &\vdots \\ \dot{z}_{r-1} &= z_r \\ \dot{z}_r &= a(\zeta,\eta) + b(\zeta,\eta)u \\ \dot{\eta} &= q(\xi,\eta) \end{aligned} \tag{12.4-39}$$

此处

$$a(\zeta,\eta) = L_f^r h(x)\,|_{x=\Phi^{-1}(\zeta,\eta)} = L_f^r h(\Phi^{-1}(\zeta,\eta))$$

$$b(\zeta,\eta) = L_g L_f^{r-1} h(x)\,|_{x=\Phi^{-1}(\zeta,\eta)} = L_g L_f^{r-1} h(\Phi^{-1}(\zeta,\eta))$$

以及

$$\boldsymbol{q}(\zeta,\eta) = \begin{bmatrix} q_{r+1}(\zeta,\eta) \\ \vdots \\ q_n(\zeta,\eta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_f \varphi_{r+1}(\Phi^{-1}(\zeta,\eta)) \\ \vdots \\ L_f \varphi_n(\Phi^{-1}(\zeta,\eta)) \end{bmatrix}$$

若能采用控制手段强迫这个系统输出量的动态偏差在任何时刻都为零，即使得

$$y(t) = h(x(t)) = 0 \quad 0 \leqslant t \leqslant \infty$$

则由于 $y(t)=z_1(t)$ 已被设置在任何时刻都等于零，由式（12.4-37）可知

$$\zeta(t) = [z_1(t) \quad z_2(t) \quad \cdots \quad z_r(t)]^T = 0$$

并且有

$$\dot{z}_r(t) = 0$$

在这样的条件下，由式（12.4-39）可知，控制量 u 可由下式加以确定，即

$$a(\zeta,\eta) + b(\zeta,\eta)u = 0 \tag{12.4-40}$$

此处假定 $b(\zeta,\eta) \neq 0$，这样由上式可求出状态反馈规律

$$u = -\left.\frac{a(z)}{b(z)}\right|_{z=\Phi(x)} = \frac{-L_f' h(x)}{L_g L_f^{r-1} h(x)} \tag{12.4-41}$$

同时在这种情况下，系统（12.4-39）中的前 r 个方程将消失，只剩下动态方程

$$\dot{\eta} = q(0,\eta) \tag{12.4-42}$$

即

$$\begin{aligned} \dot{z}_{r+1} &= L_f \varphi_{r+1}(\Phi^{-1}(0,\eta)) \\ &\vdots \\ \dot{z}_n &= L_f \varphi_n(\Phi^{-1}(0,\eta)) \end{aligned} \tag{12.4-43}$$

上述微分方程所描述的是系统内部动态行为，称之为原系统（12.4-30）的零动态方程组，简称“零动态”。由于系统的外动态已在式（12.4-41）所示的控制规律的作用下恒等于零，若系统零动态（12.4-42）是稳定的，则整个系统必然是稳定的。

（2）零动态第二种设计方法。

类似零动态第一种设计方法中，根据式（12.4-38），可将系统（12.4-37）重写为

$$\begin{aligned} \dot{z}_1 &= z_2 \\ &\vdots \\ \dot{z}_{r-1} &= z_r \\ \dot{z}_r &= L_f^r h(\Phi^{-1}(z)) + L_g L_f^{r-1} h(\Phi^{-1}(z))u \\ \dot{\eta} &= q(\zeta,\eta) + p(\zeta,\eta)u \end{aligned} \tag{12.4-44}$$

此处

$$\boldsymbol{q}(\zeta,\eta)=\begin{bmatrix}q_{r+1}(z)\\ \vdots\\ \boldsymbol{q}_n(z)\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}L_f\varphi_{r+1}(\Phi^{-1}(z))\\ \vdots\\ L_f\varphi_n(\Phi^{-1}(z))\end{bmatrix}$$

$$\boldsymbol{p}(\zeta,\eta)=\begin{bmatrix}p_{r+1}(z)\\ \vdots\\ p_n(z)\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}L_g\varphi_{r+1}(\Phi^{-1}(z))\\ \vdots\\ L_g\varphi_n(\Phi^{-1}(z))\end{bmatrix}$$

为求出系统的零动态以及使得输出

$$y(t)=h(x(t))=0\qquad t\geqslant 0$$

的控制规律，在式（12.4-44）中令 $\zeta(t)=0$ 以及 $\dot{z}_r(t)=0$，即可求得状态反馈为

$$u=-\frac{L_f^r h(x)}{L_g L_f^{r-1}h(x)}$$

而零动态方程为

$$\dot{\eta}=q(0,\eta)-p(0,\eta)\frac{L_f^r h(\Phi^{-1}(0,\eta))}{L_g L_f^{r-1}h(\Phi^{-1}(0,\eta))}$$

与零动态第一种设计方法一样，使用第二种设计方法也必须检验零动态的稳定性。

3　非线性控制实例

前面两节介绍了非线性控制的基本思想与基本方法。作为在电力系统中的应用实例，本节将分别介绍发电机励磁系统、汽门开度以及静止无功补偿器的非线性控制律设计。

3.1　发电机励磁系统非线性控制

3.1.1　励磁系统模型

具有励磁控制的单机无穷大输电系统状态方程为

$$\begin{cases}\dot{\delta}=\omega_i-\omega_0\\ \dot{\omega}=\dfrac{\omega_0}{H}P_m-\dfrac{D}{H}(\omega-\omega_0)-\dfrac{\omega_0}{H}\dfrac{E'_qU_s}{x'_{d\Sigma}}\sin\delta\\ \dot{E}'_q=-\dfrac{1}{T'_d}E'_q+\dfrac{1}{T_{d0}}\dfrac{x_d-x'_d}{x'_{d\Sigma}}U_s\cos\delta+\dfrac{1}{T_{d0}}U_f\end{cases}\tag{12.4-45}$$

式中：$\delta(t)$ 为转子角，rad；ω 为发电机转速，rad/s；$\omega_0=2\pi f_0$，$f_0=50$Hz；E'_q 为电机 q 轴瞬变电动势（又称“x_d 后面的电动势”），标幺值；x_d 为 d 轴同步电抗；x'_d 为 d 轴瞬变电抗；U_f 为励磁绕组电压，标幺值；H 为惯性常数，s；D 为阻尼系数，标幺值；T_{d0} 为励磁绕组时间常数，s；$T'_d=T_{d0}x'_{d\Sigma}/x_{d\Sigma}$ 为定子闭路时励磁绕组的时间常数；P_m 为机械功率，标幺值，由于此处只考虑励磁控制，故假定 $P_m=P_{m0}$，P_{m0} 为初始稳态时的机械功率。

将上式写成标准形式的仿射非线性系统

$$\dot{x}=f(x)+g(x)u\qquad x(0)=x_0\tag{12.4-46}$$

式中　$\boldsymbol{x}=[E'_q\quad\omega\quad\delta]^T$　　$\boldsymbol{x}_0=[E'_{q0}\quad\omega_0\quad\delta_0]^T$

$$f(x)=\begin{bmatrix}-\dfrac{1}{T'_d}E'_q+\dfrac{1}{T_{d0}}\dfrac{x_d-x'_d}{x'_{d\Sigma}}U_s\cos\delta\\ -\dfrac{D}{H}(\omega-\omega_0)-\dfrac{\omega_0}{H}\dfrac{E'_qU_s}{x'_{d\Sigma}}\sin\delta+\dfrac{\omega_0}{H}P_{m0}\\ \omega-\omega_0\end{bmatrix}$$

$$g(x)=[1/T_{d0}\quad 0\quad 0]^T;u=U_f$$

3.1.2　控制器设计

根据前述设计原理，可以求出精确线性化非线性系统（12.4-46）所需要的输出信号函数为

$$y=\delta-\delta_0$$

最终可以求得单机无穷大系统发电机非线性励磁控制律为

$$U_f=x_{ad}I_f-T'_dx_{ad}\frac{I_f}{P_e}(Q_e+C_1)\Delta\omega+\frac{H}{\omega_0}T'_dx_{ad}\frac{I_f}{P_e}\left(\int_0^t\Delta\omega dt+C_2\Delta\dot{\omega}\right)\tag{12.4-47}$$

其中，$\Delta\delta=\delta-\delta_0$，$\Delta\omega=\omega-\omega_0$，$\Delta\dot{\omega}=\dfrac{d}{dt}(\omega-\omega_0)$，$P_e=(U_sE'_q/x_{d\Sigma})\sin\delta$ 为有功功率，$Q_e=(U_sE'_q/x'_{d\Sigma})\cos\delta-U_s^2/x'_{d\Sigma}$ 为无功功率，$C_1=U_s^2/x'_{d\Sigma}-2.29H/\omega_0$，$C_2=2.14-D/H$。

3.2　汽轮发电机汽门开度非线性控制

3.2.1　汽门开度系统模型

在研究汽门开度控制问题中，假定发电机已采用了性能较优良的励磁控制器，使得在整个动态过程中 q 轴暂态电势 E'_q 保持恒定。这样，汽门控制系统主要由两部分组成，第一部分是发电机转子运动方程，第二部分是汽门控制系统动力学方程组，具体表达式为

$$\begin{cases}\dot{P}_H(t)=-\dfrac{1}{T_{H\Sigma}}P_H+\dfrac{C_H}{T_{H\Sigma}}P_{m0}+\dfrac{C_H}{T_{H\Sigma}}\mu_1\\ \dot{\omega}(t)=\dfrac{\omega_0}{H}P_H+\dfrac{\omega_0}{H}C_{ML0}P_{m0}-\dfrac{D}{H}(\omega-\omega_0)-\dfrac{\omega_0}{H}\dfrac{E'_qU_s}{x'_{d\Sigma}}\sin\delta\\ \dot{\delta}(t)=\omega-\omega_0\end{cases}\tag{12.4-48}$$

式中：$\delta(t)$ 为转子角，rad；$\omega(t)$ 为转速，rad/s；D 为阻尼系数标幺值；H 为转子的转动惯量，s；$\omega_0=2\pi f_0$ 为额定角速度，rad/s；$P_H(t)$ 为高压缸产生的机械功率标幺值；T_H 及 T_{Hg} 分别为高压缸时间常数及高压主调节汽门时间常数，s，$T_{H\Sigma}=T_H+T_{Hg}$；μ_1 为高压缸调节汽门开度控制器（主调节汽门控制器）发出的电控制信号；C_H 为高压缸功率分配系数，约为 0.3；$P_{ML0}=C_{ML}P_{m0}$ 表示中、低压缸输出机械功率初始稳态值；P_{m0} 表示总机械功率初始稳态值。

将上式写成标准形式的仿射非线性系统

$$\dot{x}(t)=f(x(t))+g(x(t))u\tag{12.4-49}$$

$$f(x)=\begin{bmatrix}-\dfrac{1}{T_{H\Sigma}}P_H+\dfrac{C_H}{T_{H\Sigma}}P_{m0}\\ \dfrac{\omega_0}{H}P_H+\dfrac{\omega_0}{H}P_{ML0}-\dfrac{D}{H}(\omega(t)-\omega_0)-\dfrac{\omega_0}{H}\dfrac{E'_qU_s}{x'_{d\Sigma}}\sin\delta(t)\\ \omega-\omega_0\end{bmatrix}$$

$$g(x)=\begin{bmatrix}\dfrac{C_H}{T_{H\Sigma}}\\ 0\\ 0\end{bmatrix}$$

$$u=\mu_1;x=[P_H\quad\omega\quad\delta]^T$$

3.2.2　控制器设计

根据前述设计原理，可以求出精确线性化非线性系统（12.4-49）所需要的输出信号函数为

$$y=\delta-\delta_0$$

求得非线性控制律为

$$u_1=P_m-P_{m0}+\frac{T_{H\Sigma}}{C_H}\dot{P}_e\frac{7.36HT_{H\Sigma}}{\omega_0C_H}\Delta\omega-7.07\frac{HT_{H\Sigma}}{\omega_0C_H}\int_0^t\Delta\omega dt-\frac{HT_{H\Sigma}}{\omega_0C_H}(3.84-\frac{D}{H})\Delta\dot{\omega}$$

如果忽略机组本身的阻尼效应，即令 $D=0$，则最终可求得汽门发电机主汽门非线性控制律为

$$u_1=P_m-P_{m0}+\frac{T_{H\Sigma}}{C_H}\dot{P}_e-\frac{7.36HT_{H\Sigma}}{\omega_0C_H}\Delta\omega-$$

$$7.07\frac{HT_{H\Sigma}}{\omega_0 C_H}\int_0^t \Delta\omega dt - 3.84\frac{HT_{H\Sigma}}{\omega_0 C_H}\Delta\dot{\omega} \quad (12.4\text{-}50)$$

3.3 静止无功补偿器系统的非线性控制

3.3.1 静止无功补偿器的模型

考虑一个单机无穷大系统，若在输电线路中间接入 TCR-FC 型 SVS 补偿装置，其原理接线图和相应的等值电路图如图 12.4-3 所示。

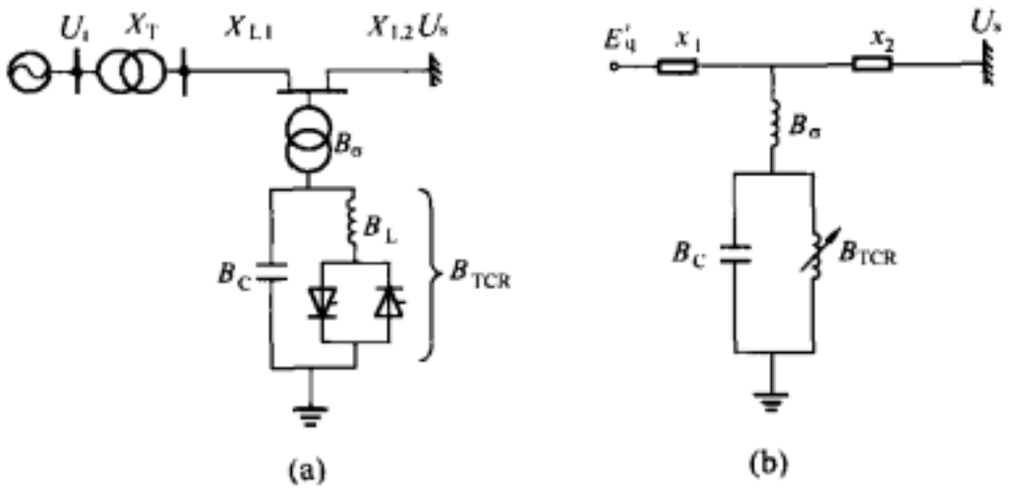


图 12.4-3 具有 SVS 的单机无穷大系统

(a) 原理接线图；(b) 等值电路图

若略去线路与 SVS 装置的电磁暂态过程并假设发电机暂态电动势 E'_q 和机械功率 P_m 恒定，则具有 SVS 的单机无穷大系统的状态方程式为

$$\begin{cases}\dot{\delta} = \dfrac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 \\ \dot{\omega} = \dfrac{d\omega}{dt} = \dfrac{\omega_0}{H}P_m - \dfrac{D}{H}(\omega-\omega_0) - \dfrac{\omega_0}{H}\dfrac{E'_q U_s}{x_1+x_2+x_1x_2B_{SVS}}\sin\delta\end{cases} \quad (12.4\text{-}51)$$

式中：δ 为转子角，rad；ω 为转速，rad/s，$\omega_0 = 2\pi f_0$，$f_0 = 50$Hz；H 为转子的转动惯量，s；δ 和 ω 是状态量；B_{SVS}是控制变量；$x_1 = x_T + x_{L1}$、$x_2 = x_{L2}$。

若选择控制量

$$u = \frac{1}{x_1+x_2+x_1x_2B_{SVS}} \quad (12.4\text{-}52)$$

其中，B_{SVS}与 B_{TCR}之间的关系在$\frac{B_C}{B_\sigma} \ll 1$ 且$\frac{B_L}{B_\sigma} \ll 1$ 时可近似表示为

$$B_{TCR} = \frac{B_C^2 - B_\sigma B_C}{B_\sigma - 2B_C - B_L} + \frac{B_\sigma}{B_\sigma - 2B_C - B_L}B_{SVS}$$

则可将系统（12.4-51）写成标准形式的仿射非线性系统

$$\dot{x} = f(x) + g(x)u \quad (12.4\text{-}53)$$

这里

$$x = [\omega \quad \delta]^T$$

$$f(x) = \begin{bmatrix}\dfrac{\omega_0}{H}\left(P_m - \dfrac{D}{\omega_0}(\omega-\omega_0)\right) \\ \omega - \omega_0\end{bmatrix}$$

$$g(x) = \begin{bmatrix}-\dfrac{\omega_0}{H}E'_q U_S \sin\delta \\ 0\end{bmatrix}$$

3.3.2 控制器设计

根据前述设计原理，可以求出精确线性化非线性系统（12.4-51）所需要的输出信号函数为

$$y = \delta - \delta_0$$

进一步可以求得系统（12.4-53）的非线性控制律为

$$u = \frac{-P_m + \dfrac{H}{\omega_o}\Delta\delta + \dfrac{H}{\omega_o}(-\Delta\delta - \sqrt{2}\Delta\omega)}{E'_q U_s \sin\delta} \quad (12.4\text{-}54)$$

最终可求得静止无功补偿器（SVS）的非线性控制律为

$$B_{SVS} = -\frac{x_1+x_2}{x_1x_2} + \frac{\dfrac{E'_q U_s}{x_1x_2}\sin\delta}{P_e + \dfrac{H}{\omega_o}\Delta\delta + \dfrac{H}{\omega_o}\sqrt{2}\Delta\omega + \dfrac{H}{\omega_o}\Delta\dot{\omega}} \quad (12.4\text{-}55)$$

第5章 鲁棒控制

1 概述

实际上工程中的控制系统由于种种原因总是存在不确定性，这种不确定性通常分为两类：一是外部的不确定性，如干扰等；二是系统内部的不确定性，如量测误差、参数估计误差及被控对象的未建模动态等。因此，通常难以用精确的数学模型描述实际工程系统。另一方面，现有的基于精确、有限维状态的微分方程模型的李亚普诺夫稳定理论，是将系统中的不确定性归结为一类对微分方程初始条件的瞬时扰动（或微小扰动），通过标称系统（系统精确建模部分）的稳定性，保证系统在运行时对这些不确定性引起的初始条件的响应是稳定的。但是这种处理方法与实际工程中的情况差距较大，而且更重要的是，在设计系统时无法事先定量地把握不确定性对系统性能品质的影响，如电力系统中基于李亚普诺夫稳定判据设计的镇定控制器对小干扰有效，但对诸如切机、切负荷和短路等干扰则无能为力。

如果系统中存在能引起系统结构或参数变化的不确定性，那么被控对象实际上不是一个单一固定不变的系统。进一步，如果这种不确定性可以理解成取自某一集合，那么实际被控对象可以描述为一个系统集（Σ_0，$\Delta\Sigma$）。这里，Σ_0是模型的精确已知部分，称为标称系统；$\Delta\Sigma$表示不确定因素所构成的每个可描述集。如图 12.5-1 所示，实际系统Σ可以解释为由标称系统Σ_0和不确定因素的集合$\Delta\Sigma$中的每个元素构成。

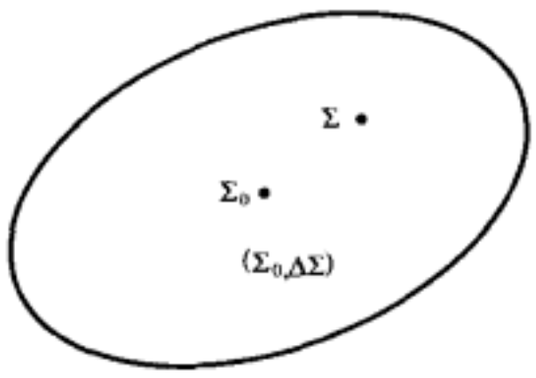


图 12.5-1 控制系统集（Σ_0，$\Delta\Sigma$）

所谓鲁棒性，是指标称系统Σ_0所具有的某一种性能品质对于具有不确定性的系统集（Σ_0，$\Delta\Sigma$）的所有成员均成立。如果所关心的是系统的稳定性，那么就称该系统具有鲁棒稳定性；如果所关心的是用于干扰抑制性能或用其他性能准则来描述品质，那么就称该系统具有鲁棒性能准则。因此，所谓鲁棒控制主要包括两大类问题，即鲁棒性分析及鲁棒性综合。根据给定的标称系统Σ_0和不确定性集合$\Delta\Sigma$的某一描述，基于鲁棒性分析得到的结果可设计控制器 C，使得（Σ_0，$\Delta\Sigma$）和 C 构成的系统满足期望的性能要求。

2 鲁棒控制基本方法

2.1 基本概念

首先我们用矩阵$RH_\infty^{n\times m}$表示一类H_∞空间，即该矩阵各元素均为在右半平面解析的严格有理多项式。

进一步，考虑一个用传递函数阵$G(s)\in RH_\infty^{n\times m}$描述的线性定常系统，并设其输入输出信号分别为$u\in R^m$和$y\in R^p$，相应的拉普拉斯（Laplace）变换为$U(s)$和$Y(s)$，则有

$$Y(s)=G(s)U(s) \tag{12.5-1}$$

或者

$$y(t)=L^{-1}\{G(s)\}\times u(t) \tag{12.5-2}$$

其中，$L^{-1}\{\cdot\}$表示拉普拉斯逆变换，$x(t)\times y(t)$表示时域信号$x(t)$和$y(t)$的卷积。

定义 12.5-1：传递函数阵$G(s)\in RH_\infty^{n\times m}$的$H_\infty$范数定义为

$$\|G(\cdot)\|_\infty=\sup_{-\infty<\omega<\infty}\bar{\sigma}\{G(j\omega)\} \tag{12.5-3}$$

其中，$\sigma\{\cdot\}$表示复矩阵$G(j\omega)$的最大奇异值。对于标量系统而言，即$n=m=1$时，有

$$\|G(\cdot)\|_\infty=\sup_{-\infty<\omega<\infty}|G(j\omega)| \tag{12.5-4}$$

从上式不难看出，所谓H_∞范数即为奈魁斯特判据中开环频率特性曲线上的点与原点距离的最大值，又可解释为单位脉冲响应的幅频特性之最大值。H_∞范数的概念在鲁棒控制理论中的作用至关重要。

2.2 鲁棒稳定性分析方法

鲁棒控制理论中的一类重要问题是鲁棒稳定性的分析，它是指根据给定的标称系统Σ_0和不确定性集合$\Delta\Sigma$，寻找保证鲁棒稳定性的条件。下面介绍鲁棒稳定性分析的频域和时域方法。

2.2.1 频域模型及其判据

对于线性系统，可以用标称系统的传递函数$P_0(s)$及未知的传递函数误差$\Delta P(s)$的界函数$r(s)$来描述具有不确定性的系统集$(P_0,\Delta P_0)$，即建立下述三类考虑不确定性的线性系统频域模型。

（1）乘法不确定性（乘法摄动）系统模型，如图 12.5-2 所示。

$$P(s)=[1+\Delta P(s)W(s)]P_0(s),\quad \|\Delta P(s)\|_\infty<1 \tag{12.5-5}$$

式中：$P_0(s)$为标称模型；$\Delta P(s)$是未知的摄动函数；$W(s)$表示$\Delta P(s)$的摄动界函数，也称加权函数（一般是稳定传递函数）。

图 12.5-2 乘法不确定性

（2）加法不确定性（加法摄动）系统模型，如图 12.5-3 所示。

$$P(s)=P_0(s)+\Delta P(s)W(s),\quad \|\Delta P(s)\|_\infty<1 \tag{12.5-6}$$

图 12.5-3 加法不确定性

（3）反馈不确定性（反馈摄动）系统模型主要有两类，如图 12.5-4 和图 12.5-5 所示。

$$P(s)=\frac{P_0(s)}{1+\Delta P(s)W(s)P_0(s)},\quad \|\Delta P(s)\|_\infty<1 \tag{12.5-7}$$

$$P(s)=\frac{P_0(s)}{1+\Delta P(s)W(s)},\quad \|\Delta P(s)\|_\infty<1 \tag{12.5-8}$$

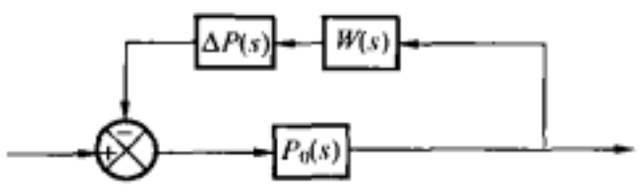


图 12.5-4 反馈不确定性模型一

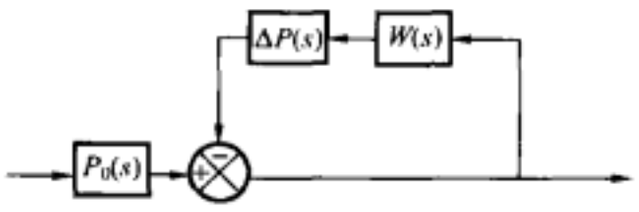


图 12.5-5 反馈不确定性模型二

以上各类模型描述的不确定性，其摄动的大小均用 H_∞ 范数来量测，故通常称为范数有界型摄动。在实际工程中，建立不确定系统的模型时，关键是如何充分利用已知信息确定摄动函数的界。进一步，根据已建立的模型 $(P_0,\Delta P_0)$，设计恰当的控制器 $k(s)$，使得闭环系统鲁棒稳定。

下面给出鲁棒稳定分析中的一个重要定理——小增益定理，它是鲁棒稳定性分析的理论基础。

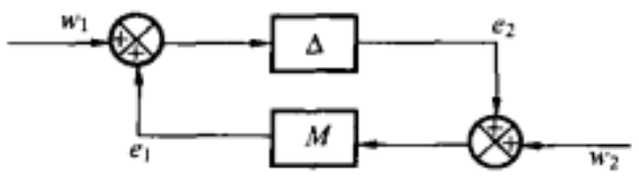


图 12.5-6 小增益定理

考察如图 12.5-6 所示的系统。其中 M 为已知系统，Δ 为未知摄动，二者皆是在 s 闭右半平面解析的有理函数矩阵。

定理 12.5-1（小增益定理）：设未知摄动有界且满足 $\|\Delta(s)\|_\infty\leqslant 1$，则该系统对于任意 $\Delta(s)$ 是鲁棒稳定的充要条件是 $\|M(s)\|_\infty<1$。

事实上，小增益定理是著名的奈魁斯特判据的一个推广。

由小增益定理对上述几种不确定性进行考察和分析，可以得到各种情况下的鲁棒稳定性判据。

考察如图 12.5-7 所示的反馈控制系统，其中 $P(s)$ 为被控对象，$K(s)$ 为控制器。

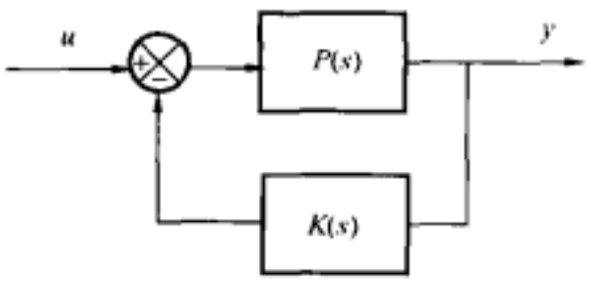


图 12.5-7 反馈控制系统

记 $P(s)=P_0(s)$ 时，对应的灵敏度函数和互补灵敏度函数为

$$\begin{cases}S(s)=(I+P_0(s)K(s))^{-1}\\ T(s)=P_0(s)K(s)(I+P_0)(s)K(s)^{-1}\end{cases} \tag{12.5-9}$$

这时可以给出前述三类考虑不确定性的线性系统鲁棒稳定的条件，如表 12.5-1 所示。

表 12.5-1 鲁棒稳定性的判据

W 稳定，Δ 稳定，$\|\Delta\|_\infty<1$，(P，K) 内部稳定	
不确定系统模型 $P(s)$	鲁棒稳定条件
$(1+\Delta W)P_0$ （乘法摄动）	$\|WT\|_\infty\leqslant 1$
$(1+\Delta W)^{-1}P_0$（反馈摄动类型 1）	$\|WS\|_\infty\leqslant 1$
$P_0+\Delta W$ （加法摄动）	$\|WKS\|_\infty\leqslant 1$
$P_0(1+\Delta WP_0)^{-1}$ （反馈摄动类型 2）	$\|WSP_0\|_\infty\leqslant 1$

注意到表 12.5-1 给出的各类不确定系统的鲁棒稳定条件，事实上均由关于传递函数的 H_∞ 范数不等式给出，即鲁棒稳定性指标转换成了标称系统的 H_∞ 范数约束条件。这意味着，系统的鲁棒控制问题可以通过求解标称系统的 H_∞ 问题来解决。下面的定理具体给出了鲁棒稳定性与 H_∞ 范数的关系。

定理 12.5-2：在下图 12.5-8 所示的系统里，以下结论成立：

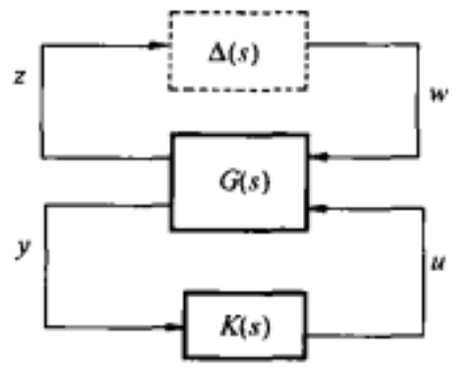


图 12.5-8 H_∞ 范数和鲁棒稳定的等价性

（1）当系统含稳定摄动 Δ，且满足 $\|\Delta(s)\|_\infty<1$ 时，其鲁棒稳定条件等价于使闭环系统 (G,K) 内部稳定，并使 w 到 z 的标称闭环传递矩阵 $F(G,K)$ 的 H_∞ 范数满足 $\|F(G,K)\|_\infty\leqslant 1$。

（2）闭环系统 (G,K) 内部稳定，且 $\|F(G,K)\|_\infty\leqslant 1$，等价于在其输入输出信号 w 和 z 之间接上一个满足不等式 $\|\Delta(s)\|_\infty<1$ 的稳定假想摄动时，整个闭环系统鲁棒稳定。

注：根据输入信号 (w,u) 和输出信号 (z,y) 的维数对 $G(s)$ 进行分块，则有

$$\begin{pmatrix}z\\y\end{pmatrix}=\begin{bmatrix}G_{11}&G_{12}\\G_{21}&G_{22}\end{bmatrix}\begin{pmatrix}w\\u\end{pmatrix} \tag{12.5-10}$$

从而 w 到 z 的标称闭环传递矩阵可以写为

$$F(G,K)=G_{11}(s)+G_{12}(s)K(s)[I-G_{22}(s)K(s)]^{-1}G_{21}(s) \tag{12.5-11}$$

以上含不确定性的频域模型及鲁棒稳定分析方法构成了 H_∞ 控制的基础。

2.2.2 时域模型及其判据

与频域模型及判据相对应，主要介绍含不确定性系统的状态空间模型及相应的鲁棒稳定分析判据。

考察下述线性系统

$$\dot{x}=[\boldsymbol{A}+\Delta\boldsymbol{A}(t)]x \tag{12.5-12}$$

式中：$x\in R^n$ 为状态变量；$\boldsymbol{A}\in R^{n\times n}$ 为已知定常矩阵；$\Delta\boldsymbol{A}:\boldsymbol{R}\to R^{n\times n}$ 为未知时变函数矩阵，表示系统的不确定性参数摄动误差。

设 $\Delta\boldsymbol{A}(t)$ 可以表示为

$$\Delta\boldsymbol{A}(t)=E\Sigma(t) \tag{12.5-13}$$

其中，$\boldsymbol{E}\in R^{n\times s}$ 为已知定常矩阵，$\Sigma:R\to R^{s\times n}$ 为未知函数矩阵，且属于如下定义的集合

$$\Omega:=\{\Sigma(t)\mid\boldsymbol{\Sigma}^{\mathrm{T}}(t)\boldsymbol{\Sigma}(t)\leqslant F^{\mathrm{T}}F\} \tag{12.5-14}$$

式中：$F\in R^{n\times n}$ 为定常矩阵。

显然，如果取 $F=\gamma I(\gamma>0)$，那么集合（12.5-14）中的 $\Sigma(t)$ 满足

$$\sigma_{\max}(\Sigma(t))\leqslant\gamma \tag{12.5-15}$$

因此，F 描述了 $\Sigma(t)$ 的界，$\sigma_{\max}(\Sigma(t))$ 表示 $\Sigma(t)$ 的最大奇异值。

下述定理给出了线性系统（12.5-12）鲁棒稳定的一个代数判据。

定理 12.5-3：对于线性系统（12.5-12）存在正定矩阵 $\boldsymbol{P}$，使得二次型函数 $V(x)=x^{\mathrm{T}}Px$ 成为李亚普诺夫函数，且沿任意状态轨迹

$$\dot{V}\leqslant-\epsilon\parallel x(t)\parallel^2,\ \forall t\geqslant 0 \tag{12.5-16}$$

成立的充分必要条件是存在适当的函数 $\lambda>0$ 和正定阵 $Q>0$，使得黎卡梯方程

$$A^{\mathrm{T}}P+PA+\lambda^2PEE^{\mathrm{T}}P+\frac{1}{\lambda^2}F^{\mathrm{T}}F+Q=0 \tag{12.5-17}$$

有正定解 P，其中 ϵ 为适当正常数。

如果考虑具有非线性摄动的线性系统，即

$$\dot{x}=Ax+\Delta f(x) \tag{12.5-18}$$

且设 $\Delta f(x)$ 可以表示为

$$\Delta f(x)=\boldsymbol{E}\Sigma(x) \tag{12.5-19}$$

其中，$\boldsymbol{E}$ 为已知矩阵，$\Sigma(x)$ 为未知的非线性函数矩阵，并且满足

$$\Sigma^{\mathrm{T}}(x)\Sigma(x)\leqslant x^{\mathrm{T}}F^{\mathrm{T}}Fx,\ \forall x\in R^n \tag{12.5-20}$$

那么，容易证明，上述定理的结论仍然成立。

此外，黎卡梯方程（12.5-17）有正定解的充分必要条件是 A 为稳定阵，且

$$\parallel F(sI-A)^{-1}\boldsymbol{E}\parallel_\infty<1 \tag{12.5-21}$$

如果考虑如下定义的假想系统

$$\begin{cases}\dot{x}=Ax+\dfrac{1}{\lambda}\boldsymbol{E}w\\ z=\lambda Fx\end{cases} \tag{12.5-22}$$

那么式（12.5-21）等价于上述系统从 w 到 z 的传递函数阵的 H_∞ 范数小于 1。

进一步考察由下式描述的系统

$$\begin{cases}\dot{x}=\boldsymbol{A}x+\boldsymbol{b}u\\ u=\varphi(y)\quad y=cx\end{cases} \tag{12.5-23}$$

其中，$\boldsymbol{A}\in R^{n\times n}$、$\boldsymbol{b}\in R^n$、$c^{\mathrm{T}}\in R^n$ 均为已知定常矩阵或向量。$\varphi:R\to R(\varphi(0)=0)$ 表示未知函数，且存在常数 k_1 和 $k_2(k_2>k_1)$，使得

$$k_1y\leqslant\varphi(y)\leqslant k_2y,\quad\forall y \tag{12.5-24}$$

这里，系统（12.5-23）中的不确定性实际上是用一类非线性静态反馈环节来描述的。

定理 12.5-4：若系统（12.5-23）对于满足式（12.5-24）的任意 $\varphi(y)$ 是全局渐近稳定的，则称该系统是绝对稳定的。

设系统（12.5-23）中由 u 到 y 的线性部分的传递函数为

$$G(s)=c(sI-A)^{-1}b \tag{12.5-24.1}$$

根据该传递函数，容易得到一类线性标称系统模型

$$\begin{cases}\dot{x}=Ax+bu\\ y=cx\end{cases} \tag{12.5-24.2}$$

根据上述线性标称模型，波波夫（Popov）给出了考察系统（12.5-23）绝对稳定的一个几何判据。

定理 12.5-5（波波夫判据）：考察系统（12.5-23），设 $k_1=0$，$k_2=k>0$，且 A 是赫尔维茨矩阵。若（A，b）是可控的，（A，c）是可观的，并且存在一个常数 η，使得 A 的特征根不含 $-\dfrac{1}{\eta}$，且有理函数

$$z(s)=1-(1+\eta s)kG(s) \tag{12.5-25}$$

是严格正实的，则系统（12.5-23）是绝对稳定的。

这一定理表明，可以通过线性部分输入输出传递函数的频域特征来判定系统的鲁棒稳定性。

2.3 线性鲁棒控制方法

对于线性系统来讲，许多鲁棒控制系统的设计问题，都可以转化为求使得闭环系统满足期望的 H_∞ 范数条件的控制器的问题。本小节主要介绍 H_∞ 和鲁棒 H_∞ 两种状态反馈控制器设计原理。

2.3.1 静态状态反馈 H_∞ 设计

考虑含有外部干扰的线性系统

$$\begin{cases}\dot{x}=\boldsymbol{A}x+\boldsymbol{B}_1w+\boldsymbol{B}_2u\\ z=\boldsymbol{C}_1x+\boldsymbol{D}_{12}u\end{cases} \tag{12.5-26}$$

式中：$x\in R^n$ 是状态变量；$u\in R^r$ 和 $w\in\mathrm{R}^q$ 分别为控制输入向量和干扰信号向量；$z\in\mathrm{R}^p$ 为广义评价信号；$\boldsymbol{A}$、$\boldsymbol{B}_1$、$\boldsymbol{B}_2$、$\boldsymbol{C}_1$、$\boldsymbol{D}_{12}$ 分别为具有合适阶数的定常矩阵。

静态状态反馈 H_∞ 控制问题系指设计反馈控制器 $u=Kx$，使得闭环系统渐近稳定，并且从干扰输入 w 到广义输出 z 的闭环传递函数矩阵 $T_{zw}(s)$ 满足

$$\parallel T_{zw}(s)\parallel_\infty<1$$

下面给出一种求解上述 H_∞ 设计问题的方法。

定理 12.5-6：设系统（12.5-26）中（A，B_2）是能稳的，且

$$D_{12}^{\mathrm{T}}[D_{12}\quad C_1]=[I\quad 0] \tag{12.5-27}$$

则该系统的 H_∞ 设计问题有静态状态反馈解的充要条件是黎卡梯不等式

$$\boldsymbol{A}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{P}+\boldsymbol{P}\boldsymbol{A}+\boldsymbol{P}(\boldsymbol{B}_1\boldsymbol{B}_1^{\mathrm{T}}-\boldsymbol{B}_2\boldsymbol{B}_2^{\mathrm{T}})\boldsymbol{P}+\boldsymbol{C}_1^{\mathrm{T}}\boldsymbol{C}_1<0 \tag{12.5-28}$$

有正定解 $P>0$。进一步，若该正定解存在，则静态反馈 H_∞ 控制器为

$$K=-\boldsymbol{B}_2^{\mathrm{T}}\boldsymbol{P} \tag{12.5-29}$$

这一定理表明，线性系统的静态状态反馈 H_∞ 设计可以由求解相关的黎卡梯不等式来解决，这对工程实际控制系统的设计是实用方便的。

2.3.2 鲁棒 H_∞ 状态反馈设计

在设计控制器时，除了考虑外部干扰之外，通常还会考虑系统参数的摄动或者其他未建模动态，对于这样的系统，可以采用以下的状态空间描述

$$\begin{cases}\dot{x}=(A+\Delta A)x+B_1w+(B_2+\Delta B)u\\ z=C_1x+D_{12}u\end{cases} \tag{12.5-30}$$

式中：ΔA 和 ΔB 表示摄动阵。

假定系统满足以下两个假设条件：

A1：$D_{12}^{\mathrm{T}}[D_{12}\quad C_1]=[I\quad 0]$；

A2：$[\Delta A\quad\Delta B]=E\Sigma[F_a\quad F_b]$，

其中，E、F_a、F_b 均为已知常数矩阵，Σ 为未知矩阵且有 $\Sigma^{\mathrm{T}}\Sigma\leqslant I$。

对于系统（12.5-30），考虑其鲁棒 H_∞ 状态反馈设计，即是要设计静态状态反馈 $u=Kx$，使得闭环系统渐近稳定，并且从干扰输入 w 到广义输出 z 的闭环传递函数矩阵 $T_{zw}(s)$ 满足

$$\parallel T_{zw}(s)\parallel_\infty<1$$

下面的定理表明，该系统的鲁棒 H_∞ 状态反馈设计问题同样可以通过求解一个黎卡梯不等式来解决。

定理 12.5-7：设系统（12.5-30）满足假设条件 A1 和

A2，则该系统的鲁棒 H_∞ 设计问题存在静态状态反馈解的充要条件是，存在 $\lambda>0$，使得黎卡梯不等式

$$A^{\mathrm{T}}P+PA+P(B_1B_1^{\mathrm{T}}+\lambda^2EE^{\mathrm{T}})P+C_1^{\mathrm{T}}C_1+\frac{1}{\lambda^2}F_a^{\mathrm{T}}F_a-\left(PB_2+\frac{1}{\lambda^2}F_a^{\mathrm{T}}F_b\right)R^{-2}\left(B_2^{\mathrm{T}}P+\frac{1}{\lambda^2}F_b^{\mathrm{T}}F_a\right)<0 \tag{12.5-31}$$

有正定解 $P>0$，其中 $R^2=I+\lambda^{-2}F_b^{\mathrm{T}}F_b$。进一步，若该正定解存在，则鲁棒 H_∞ 控制器为

$$K=-R^{-2}(B_2^{\mathrm{T}}P+\frac{1}{\lambda^2}F_b^{\mathrm{T}}F_a) \tag{12.5-32}$$

2.4 非线性鲁棒控制方法

前面介绍了线性系统的鲁棒控制方法，然而现实工程中遇到的更多的是非线性系统。

2.4.1 非线性 H_∞ 控制问题及设计方法

非线性 H_∞ 控制问题主要介绍目前非线性鲁棒控制领域具有代表意义的方法——非线性 H_∞ 控制和非线性 L_2 增益干扰抑制控制。

考虑受外部干扰的仿射非线性系统

$$\begin{cases}\dot{x}=\boldsymbol{f}(x)+\boldsymbol{g}_1(x)w+\boldsymbol{g}_2(x)\boldsymbol{u}\\ \boldsymbol{z}=\boldsymbol{h}(x)+\boldsymbol{k}(x)\end{cases} \tag{12.5-33}$$

式中：$x\in R^n$ 为状态量；$\boldsymbol{u}\in R^m$ 为控制向量；$w\in R^r$ 为干扰信号向量；$\boldsymbol{z}\in R^p$ 为罚向量；$\boldsymbol{f}(x),\boldsymbol{g}_1(x),\boldsymbol{g}_2(x),\boldsymbol{h}(x),\boldsymbol{k}(x)$ 为具有合适阶数的函数向量或矩阵。

不失一般性，假设 $\boldsymbol{f}(0)=0$，$\boldsymbol{h}(0)=0$。此外，假设系统满足下面两个条件：

A3：$k^{\mathrm{T}}[k\quad h]=[I\quad 0]$；

A4：$(\boldsymbol{f}(x),\boldsymbol{h}(x))$ 零状态可检测。

这里，$(\boldsymbol{f}(x),\boldsymbol{h}(x))$ 零状态可检测的含义指，若当 $\boldsymbol{u}=0$，$w=0$，$\boldsymbol{z}=0$ 时，对于系统（12.5-33），必有 $\lim\limits_{t\to\infty}x(t)=0$。

对于上述系统，所谓非线性 H_∞ 控制问题是，对于给定的正数 γ，求状态反馈控制解

$$u=\alpha(x),\ \alpha(0)=0 \tag{12.5-34}$$

使得闭环系统满足以下性能指标：

P1：当 $w=0$ 时，闭环系统在原点渐近稳定；

P2：对于任意给定的 $T>0$，当 $x(0)=0$ 时，L_2 一增益不等式

$$\int_0^T\|z(t)\|^2\mathrm{d}t\leqslant\gamma^2\int_0^T\|w(t)\|^2\mathrm{d}t\quad\forall w\in L_2[0,T]$$

成立。其中，

$$L_2[0,T]=\{w\mid w:[0,T]\to R^r,\int_0^T\|w\|^2\mathrm{d}t<+\infty\}$$

这里的第一个条件，即稳定性条件是讨论系统鲁棒控制设计问题的前提，第二个条件是鲁棒控制设计问题的核心，它表明需要设计的控制策略必须具有抑制干扰的能力，其抑制能力的大小与给定的正数 γ 的大小相关，γ 值越小，抑制能力越强，若 γ 取到极小值，则即为最优鲁棒控制。以下介绍两种非线性 H_∞ 控制器的设计方法。

2.4.1.1 方法 1——基于 HJI 不等式的设计方法

上述非线性 H_∞ 控制设计问题可以转化成一个二人—零和微分对策问题，最终可以归结为一个偏微分不等式的非负解问题，即

定理 12.5-8：系统（12.5-33）满足假设条件 A3 和 A4，如果存在一个半正定函数 $V(x)$ 满足下列哈密顿—雅可比—伊萨克（HJI）不等式

$$\frac{\partial V}{\partial x}f(x)+\frac{1}{2}\frac{\partial V}{\partial x}\left\{\frac{1}{\gamma^2}g_1(x)g_1^{\mathrm{T}}(x)-g_2(x)g_2^{\mathrm{T}}(x)\right\}\frac{\partial^{\mathrm{T}}V}{\partial x}+\frac{1}{2}h_1^T(x)h_1(x)\leqslant 0\quad\forall x \tag{12.5-35}$$

则其非线性 H_∞ 状态反馈控制问题可解，且其中一个解为

$$u=\alpha(x)=-\frac{1}{2}g_2^{\mathrm{T}}(x)\frac{\partial^{\mathrm{T}}V}{\partial x} \tag{12.5-36}$$

2.4.1.2 方法 2——反馈线性化 H_∞ 设计方法

上面提出的设计方法需要求解 HJI 不等式，但求 HJI 的解析解一般比较困难，特别是对于高阶系统而言，尚未有求解 HJI 不等式的一般方法，本节介绍一种基于微分几何和 H_∞ 控制相结合的设计方法。

考虑一类特殊的非线性系统

$$\begin{cases}\dot{x}=f(x)+g_1(x)w+g_2(x)u\\ \dot{z}=\begin{pmatrix}h(x)\\ u\end{pmatrix}\end{cases} \tag{12.5-37}$$

式中：各符号意义同系统（12.5-33）。

假定该系统的标称系统 $\begin{cases}\dot{x}=f(x)+g_2(x)u\\ z=h(x)\end{cases}$ 是可以精确线性化的，即输出函数 $h(x)$ 关于系统的（向量）相对阶 $\sum r_i=n$。

对于这类系统，由前面一章的内容可知，该标称系统可以由一组合适的坐标变换 $\tilde{x}=T(x)$ 以及相应的反馈律 $v=\alpha(x)+\beta(x)u$ 精确线性化为布鲁诺夫斯基标准型

$$\begin{cases}\dot{\tilde{x}}=A\tilde{x}+Bv\\ \tilde{z}=C\tilde{x}\end{cases} \tag{12.5-38}$$

具体算法可以参见第 4 章内容。

将该组坐标变换与反馈律用于原系统（12.5-37）可以得到

$$\begin{cases}\dot{\tilde{x}}=A\tilde{x}+B_1\tilde{w}+B_2v\\ \tilde{z}=C\tilde{x}\end{cases} \tag{12.5-39}$$

其中，

$$\tilde{w}=\frac{\partial T(x)}{\partial x}g_1(x)w \tag{12.5-40}$$

若给定正数 γ，则线性系统（12.5-39）的 H_∞ 控制问题可以通过求解下面的黎卡梯不等式来解决

$$A^{\mathrm{T}}P+PA+P\left(\frac{1}{\gamma^2}B_1B_1^{\mathrm{T}}-B_2B_2^{\mathrm{T}}\right)P+C_1^{\mathrm{T}}C_1<0 \tag{12.5-41}$$

若上述黎卡梯不等式存在半正定解 $P^*\geqslant 0$，且 $A+(1/\gamma^2)B_1B_1^{\mathrm{T}}P^*-B_2B_2^{\mathrm{T}}P^*$ 是赫尔维茨的，则该线性 H_∞ 控制的解为

$$v^*=-B_2^{\mathrm{T}}P^*\tilde{x} \tag{12.5-42}$$

最终可得到非线性系统（12.5-37）的 H_∞ 控制律为

$$u^*=-\beta^{-1}(x)[\alpha(x)+B_2^{\mathrm{T}}P^*\tilde{x}] \tag{12.5-43}$$

2.4.2 非线性 L_2 一增益干扰抑制控制问题及设计方法

考虑下述带有干扰的仿射非线性系统

$$\begin{cases}\dot{x}=f(x)+g_1(x)w+g_2(x)u\\ z=h(x)\end{cases} \tag{12.5-44}$$

式中符号同系统（12.5-33）。该系统的输入评价信号与控制输入信号 u 无关，其非线性 L_2 一增益干扰抑制控制问题系指：对于任意给定的足够小的正数，构造状态反馈控制律

$$u=\alpha(x),\alpha(0)=0 \tag{12.5-45}$$

使得 $\forall T>0$，闭环系统满足下述 L_2 一增益不等式

$$\int_0^T \|z\|^2 \mathrm{d}t \leqslant \gamma^2 \int_0^T \|w\|^2 \mathrm{d}t + V(x_0), \forall w \in L_2[0,T], T \geqslant 0 \tag{12.5-46}$$

式中：x_0 是系统状态初值；$V(x_0)$ 是所要构造的系统能量存储函数。

如前所述，L_2 一增益不等式中的 γ 代表了闭环系统抑制干扰的能力和水平，γ 越小，干扰抑制水平越高。当 $\gamma=0$ 时，称此时控制器几乎为干扰抑制解耦控制，即控制器性能与干扰无关。当然，这是一种理想状况。

从上述关于 L_2 一增益控制问题的提法可以看出，构造鲁棒控制器的关键在于寻找恰当的能量存储函数。下面介绍一种递推构造存储函数的方法，并以此构造鲁棒控制器。

假设系统（12.5-44）满足匹配条件，即存在适当的函数阵 $\tilde{g}_1(x)$，使得

$$g_1(x) = g_2(x)\,\tilde{g}_1(x) \tag{12.5-47}$$

成立，则递推设计方法的主要思路如下：

（1）寻找适当的输出信号

$$y = h_a(x) \tag{12.5-48}$$

使得 y 对于输入 u 具有相对阶 1。在此基础上，根据前一章的微分几何控制理论可知，可以找到适当的 $T(x)$，使得系统（12.5-44）在坐标变换

$$\begin{bmatrix}\xi\\ y\end{bmatrix} = \Phi(x) = \begin{bmatrix}T(x)\\ h_a(x)\end{bmatrix} \tag{12.5-49}$$

和状态反馈

$$u = [L_{g_2} h_a]^{-1}[v - L_f h_a(x)] \tag{12.5-50}$$

的作用下，转换成下述标准型

$$\begin{cases}\dot{\xi} = f_0(\xi, y)\\ \dot{y} = \tilde{g}_1(\xi, y) + v\\ z = h(\xi, y)\end{cases} \tag{12.5-51}$$

这里 v 是新引入的控制变量。$\tilde{g}_1(\xi,y) = \tilde{g}_1(\Phi^{-1}(\xi,y))$，$h(\xi,y) = h(\Phi^{-1}(\xi,y))$。

（2）进一步，寻找正定函数 $W(\xi)$，使得

$$\frac{\partial W}{\partial \xi} f_*(\xi) \leqslant -\frac{1}{2} h_*^{\mathrm{T}}(\xi) h_*(\xi) \tag{12.5-52}$$

成立。这里，$f_*(\xi) = f_0(\xi,0)$，$h_*(\xi) = h(\xi,0)$，又令

$$V(\xi,y) = W(\xi) + \frac{1}{2} y^T y \tag{12.5-53}$$

则可通过使 $V(\xi,y)$ 为系统（12.5-51）的能量存储函数，得到系统（12.5-51）的 L_2 一增益控制律为

$$v = -\tilde{f}^{\mathrm{T}}(\xi,y)\frac{\partial^{\mathrm{T}} W}{\partial \xi} - \frac{1}{2} H^{\mathrm{T}}(\xi,y) - \frac{1}{2\gamma^2}\tilde{g}_1(\xi,y)\tilde{g}_1^{\mathrm{T}}(\xi,y) y - y \tag{12.5-54}$$

这里，$\tilde{f}(\xi,y)$ 和 $H(\xi,y)$ 由下式决定

$$\begin{cases} f_0(\xi,y) = f_*(y) + \tilde{f}(\xi,y) y\\ h^T(\xi,y) h(\xi,y) = h_*^T(\xi) h_*(\xi) + H(\xi,y) y\end{cases} \tag{12.5-55}$$

（3）最后，根据微分几何控制理论，系统（12.5-44）和（12.5-51）反馈等价，故可推出系统（12.5-44）的 L_2 一增益鲁棒控制律为

$$\begin{aligned} u &= [L_{g_2} h_a]^{-1}[v - L_f h_a(x)]\\ &= [L_{g_2} h_a]^{-1}\left[\left(-\tilde{f}^{\mathrm{T}}(\xi,y)\frac{\partial^{\mathrm{T}} W}{\partial \xi} - \frac{1}{2} H^{\mathrm{T}}(\xi,y) - \frac{1}{2\gamma^2}\tilde{g}_1(\xi,y)\tilde{g}_1^{\mathrm{T}}(\xi,y) y - y\right)\Big|_{\begin{bmatrix}\xi\\ y\end{bmatrix}=\Phi(x)} - L_f h_a(x)\right] \end{aligned}$$

3 线性鲁棒控制实例

3.1 STATCOM（静止无功补偿器）鲁棒 H_∞ 控制

3.1.1 STATCOM 模型

STATCOM 的两层控制系统结构如图 12.5-9 所示。图 12.5-10 是一个 6 脉冲触发的 STATCOM 结构，它通过一个滤波器和一个变压器与交流系统相连，该结构中除了直流电容器外没有其他储能装置。为了便于建立数学模型，我们做了以下一些假设和简化：

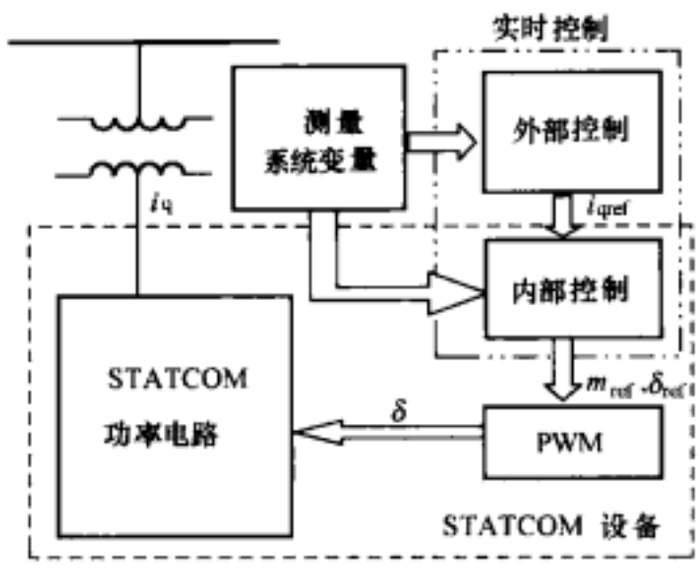


图 12.5-9 STATCOM 的两层控制系统结构

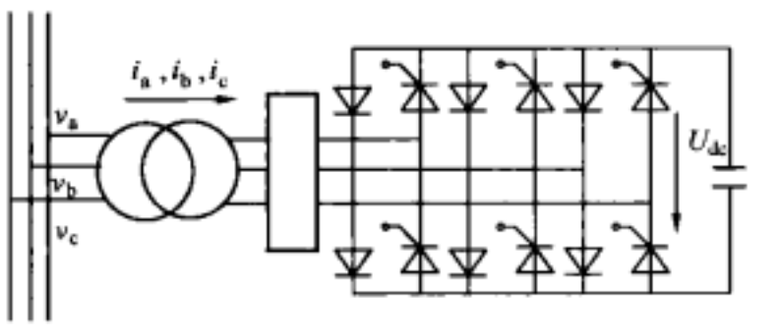


图 12.5-10 有 6 个可控开关的 STATCOM 的基本结构

（1）系统参数和电压是三相对称的。

（2）STATCOM、变压器和滤波器中的损耗都用一个等效电阻代替，主电路以及滤波装置的电抗用一个等效电感代替。

（3）仅考虑基波电压和直流电压，即逆变结果可用正弦电压曲线来代替。

图 12.5-11 是 STATCOM 的等效电路。根据电路关系，电流微分方程可写为

$$\begin{bmatrix}\dot{i}_a\\ \dot{i}_b\\ \dot{i}_c\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}-\frac{r}{L} & 0 & 0\\ 0 & -\frac{r}{L} & 0\\ 0 & 0 & -\frac{r}{L}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}i_a\\ i_b\\ i_c\end{bmatrix} + \frac{1}{L}\begin{bmatrix}v_a - e_a\\ v_b - e_b\\ v_c - e_c\end{bmatrix} \tag{12.5-56}$$

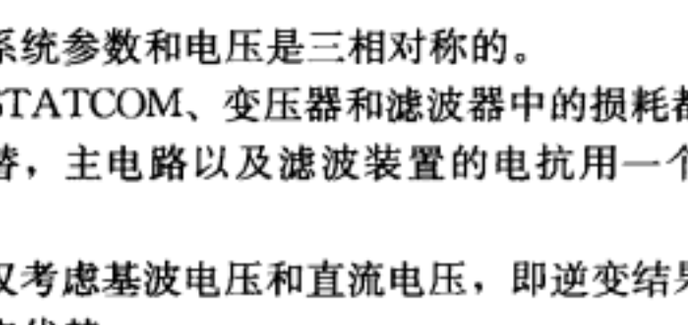


图 12.5-11 STATCOM 的等效电路

根据假设（1），可将上式用一个同步旋转的 p－q 直角坐标表示。为简化起见，定义新的坐标系中的 p 轴总是与瞬时电压矢量保持同一方向。这样就有

$$v_p = |V|, \quad v_q = 0 \tag{12.5-57}$$

从而在 p—q 坐标下，系统（12.5-56）变为

$$\begin{bmatrix}\dot{i}_p\\ \dot{i}_q\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}-\frac{r}{L} & \omega\\ -\omega & -\frac{r}{L}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}i_p\\ i_q\end{bmatrix}+\frac{1}{L}\begin{bmatrix}|V|-e_p\\ -e_q\end{bmatrix} \tag{12.5-58}$$

其中，ω 是电网基波电压的旋转角速度；$|V|$ 是系统电压的有效值。

考虑到电压逆变器与电网通过三相制联结，所以没有零序分量。同时由于 STATCOM 中运用了 PWM（脉宽调制解调）技术，故可忽略逆变器产生的电压谐波，这样直流侧与交流侧的关系式就可以写成

$$e_p=K_c mU_{dc}\cos\delta,\ e_q=K_c mU_{dc}\sin\delta \tag{12.5-59}$$

其中，U_{dc} 是直流电容器上的电压，m 是 PWM 的调制比，δ 是开关的导通角，K_c 是由逆变器结构决定的参数，δ 和 m 是 STATCOM 的控制变量，即

$$\delta=\arctan\left(\frac{e_q}{e_p}\right),\ m=\frac{\sqrt{e_p^2+e_q^2}}{KU_{dc}} \tag{12.5-60}$$

这里需要说明的是，δ 同时也是逆变器输出电压和系统电压间的相角差，它由 STATCOM 的运行状态所决定。

如果考虑直流电容器的动态，则可得下述微分方程

$$\dot{U}_{dc}=\frac{3}{CU_{dc}}(i_p e_p+i_q e_q) \tag{12.5-61}$$

在 p—q 坐标下，每一个电路中的参量都有明确的物理意义。p 轴电流 i_p 提供瞬时功率 $p(t)$，q 轴电流 i_q 则提供瞬时功率 $q(t)$，即

$$p(t)=e_p i_p \tag{12.5-62}$$

$$q(t)=e_q i_q \tag{12.5-63}$$

若采用 PWM 技术，则可独立地控制 e 的大小和相位。从式（12.5-62）、式（12.5-63）可以看出，e_p 和 e_q 能够独立控制有功电流 i_p 和无功电流 i_q，从而有功功率 $p(t)$ 和无功功率 $q(t)$ 也能够被独立控制。

在实际系统中，像 r 和 L 这些参数常常不能精确测定，并且有些还可能会随时间变化而变化。另一方面，系统常会受到各种各样的外部干扰，例如运行状态的改变和各种故障。因此，为设计 STATCOM 的鲁棒控制器，有必要建立一个包含不确定因素即不精确参数和外部干扰的数学模型。设参数 r 和 L 的偏差为 Δr 和 ΔL，外部的干扰为 w_1 和 w_2，那么系统模型可以写成

$$\begin{bmatrix}\dot{i}_p\\ \dot{i}_q\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}-\frac{r+\Delta r}{L+\Delta L} & \omega\\ -\omega & -\frac{r+\Delta r}{L+\Delta L}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}i_p\\ i_q\end{bmatrix}+\frac{1}{L+\Delta L}\begin{bmatrix}|V|-KmU_{dc}\cos\delta\\ -KmU_{dc}\sin\delta\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}w_1\\ w_2\end{bmatrix} \tag{12.5-64}$$

即

$$\begin{bmatrix}\dot{i}_p\\ \dot{i}_q\end{bmatrix}=\left(\begin{bmatrix}-\frac{r}{L} & \omega\\ -\omega & -\frac{r}{L}\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}\frac{r\Delta L-L\Delta r}{L(L+\Delta L)} & 0\\ 0 & \frac{r\Delta L-L\Delta r}{L(L+\Delta L)}\end{bmatrix}\right)\begin{bmatrix}i_p\\ i_q\end{bmatrix}+\left(\frac{1}{L}-\frac{\Delta L}{L(L+\Delta L)}\right)\begin{bmatrix}|V|-K_c mU_{dc}\cos\delta\\ -K_c mU_{dc}\sin\delta\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}w_1\\ w_2\end{bmatrix} \tag{12.5-65}$$

其中，w_1 和 $w_2\in L_{2e}[0,T]$ 是外部系统对有功电流和无功电流的干扰。令

$$X=\begin{bmatrix}i_p\\ i_q\end{bmatrix};$$

$$U=\begin{bmatrix}u_p\\ u_q\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}|V|-K_c mU_{dc}\cos\delta+\omega i_q\\ -K_c mU_{dc}\sin\delta-\omega i_p\end{bmatrix}$$

则可得到含未建模动态及外扰的 STACOM 线性不确定模型

$$\begin{cases}\dot{x}=[A+\Delta A(t)]x+B_1 w+[B_2+\Delta B_2(t)]u\\ z=Cx+Du\end{cases} \tag{12.5-66}$$

其中

$$A=\begin{bmatrix}-\frac{r}{L} & 0\\ 0 & -\frac{r}{L}\end{bmatrix},B_1=B_2=\begin{bmatrix}\frac{1}{L} & 0\\ 0 & \frac{1}{L}\end{bmatrix},$$

$$C=\begin{bmatrix}1 & 0\\ 0 & 1\\ 0 & 0\\ 0 & 0\end{bmatrix},D=\begin{bmatrix}0 & 0\\ 0 & 0\\ 1 & 0\\ 0 & 1\end{bmatrix}$$

$$\Delta A=\begin{bmatrix}\frac{r\Delta L-L\Delta r}{L(L+\Delta L)} & 0\\ 0 & \frac{r\Delta L-L\Delta r}{L(L+\Delta L)}\end{bmatrix},$$

$$\Delta B_2=\begin{bmatrix}\frac{-\Delta L}{L(L+\Delta L)} & 0\\ 0 & \frac{-\Delta L}{L(L+\Delta L)}\end{bmatrix}$$

$$B_2=\begin{bmatrix}1 & 0\\ 0 & 1\end{bmatrix},\ w=\begin{bmatrix}w_1\\ w_2\end{bmatrix}$$

3.1.2 控制器设计

从式（12.5-62）和式（12.5-63）可以看出，有功电流和无功电流在形式上解耦。由前面章节给出的线性鲁棒 H_∞ 控制设计原理，可以得到鲁棒 H_∞ 状态反馈控制律为

$$u=-(I+\lambda^{-2}F_b^{\mathrm{T}}F_b)(B_2^{\mathrm{T}}P+\lambda^2F_b^{\mathrm{T}}F_a)x=K^*x \tag{12.5-67}$$

这里，$[\Delta A,\Delta B]=E\Sigma[F_a,F_b]$，$\boldsymbol{F}_a$ 是已知的常数矩阵，$\Sigma(t)$ 是未知的函数矩阵，$\Sigma\Sigma^{\mathrm{T}}\leqslant I$，$P$ 是下述黎卡梯不等式的正定解

$$A^{\mathrm{T}}P+PA+P(B_1B_1^{\mathrm{T}}+\lambda^2EE^{\mathrm{T}})P+C^{\mathrm{T}}C+\frac{1}{\lambda^2}\boldsymbol{F}_a^{\mathrm{T}}\boldsymbol{F}_a-\left(PB_2+\frac{1}{\lambda^2}F_a^{\mathrm{T}}\boldsymbol{F}_b\right)R^{-2}\left(B_2^{\mathrm{T}}P+\frac{1}{\lambda^2}F_b^{\mathrm{T}}F_a\right)<0 \tag{12.5-68}$$

式中：λ 是某一事先给定的正数。

根据式（12.5-67），最后可以得到工程实用的 STATCOM 反馈控制律

$$\delta=\arctan\left(\frac{e_q}{e_p}\right)=\arctan\left(\frac{u_q+\omega i_p}{u_p-|V|-\omega i_q}\right) \tag{12.5-69}$$

$$m=\frac{\sqrt{e_p^2+e_q^2}}{KU_{dc}}=\frac{\sqrt{(u_q+\omega i_p)^2+(u_p-|V|-\omega i_q)^2}}{K_c U_{dc}} \tag{12.5-70}$$

由上式可以看出，当且仅当 $U_{dc}\neq 0$ 时，上述反馈控制律才有意义。由于在系统运行工况中电容器上的电压恒不为零，因此该反馈策略适用于实际工程问题。

3.2 TCSC（可控串补）H_∞控制

3.2.1 TCSC模型

长距离、跨区域的输电系统的传输容量通常受限于其暂稳极限。串联补偿技术已被证明是一种经济且有效的改进手段。若在输电线中加入串联电容器，则可减小线路电抗、缩小线路两端的相角差，从而获得较高的稳定裕度及传输较大的功率。

TCSC（可控串补或晶闸管控制串联电容补偿器）用于电力系统，具有提高稳定性和阻尼振荡，抑制次同步振荡和实现潮流控制等功能。考察一个两区域电力系统，中间联络线上装设了TCSC，经简化形成了等值两机系统，如图12.5-12所示。

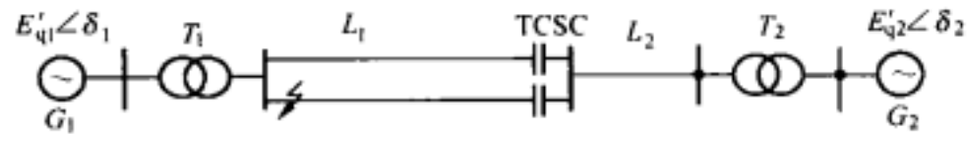


图12.5-12 等值两机系统连线图

考虑故障后切除一回线，系统的等效电路图如图12.5-13所示。

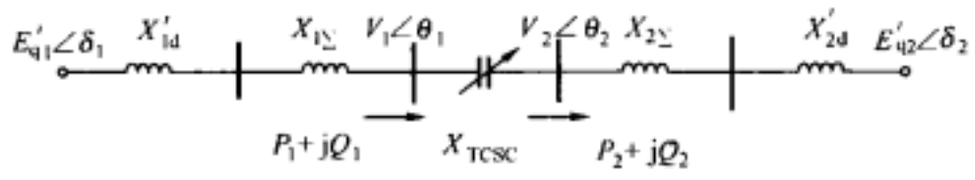


图12.5-13 等效电路图

为简明起见，发电机选取经典二阶模型并忽略系统阻尼，可以得到带有干扰的系统模型为

$$\begin{cases}\dot{\delta}_1 = \omega_1 - \omega_{10}\\ \dot{\omega}_1 = \dfrac{\omega_{10}}{H_1}(P_{m1} - P_{e1}) + \dfrac{\omega_{10}}{H_1}\varepsilon_1\\ \dot{\delta}_2 = \omega_2 - \omega_{20}\\ \dot{\omega}_2 = \dfrac{\omega_{20}}{H_2}(P_{m2} - P_{e2}) + \dfrac{\omega_{20}}{H_2}\varepsilon_2\end{cases} \tag{12.5-71}$$

其中，δ_1、δ_2、ω_1、ω_2、P_{m1}、P_{m2}、P_{e1}和P_{e2}分别是发电机G_1、G_2的转子角、转子角速度、机械功率和电磁功率；ε_1、ε_2和H_1、H_2分别表示发电机G_1、G_2转子轴上的转矩所受到的扰动和转动惯量。进一步有

$$P_{e1} = -P_{e2} = \frac{E'_{q1}E'_{q2}}{X_{TCSC} + X_\Sigma}\sin(\delta_1 - \delta_2) \tag{12.5-72}$$

这里$X_\Sigma = X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X'_{1d} + X'_{2d}$表示线路总阻抗，$X_{1\Sigma}$和$X_{2\Sigma}$分别为两段线路阻抗，$X'_{1d}$和$X'_{2d}$分别为两台发电机暂态电抗。

令

$$\begin{cases}\Delta\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2 - (\delta_{10} - \delta_{20})\\ \Delta\omega_{12} = \omega_1 - \omega_2 - (\omega_{10} - \omega_{20})\end{cases} \tag{12.5-73}$$

则系统（12.5-71）可以简化为

$$\begin{cases}\Delta\dot{\delta}_{12} = \Delta\omega_{12}\\ \Delta\dot{\omega}_{12} = -\left(\dfrac{\omega_{10}}{H_1} - \dfrac{\omega_{20}}{H_2}\right)P_{e1} + \left(\dfrac{\omega_{10}}{H_1}\varepsilon_1 - \dfrac{\omega_{20}}{H_2}\varepsilon_2\right) + \\ \qquad \left(\dfrac{\omega_{10}}{H_1}P_{m1} - \dfrac{\omega_{20}}{H_2}P_{m2}\right)\end{cases} \tag{12.5-74}$$

定义预置反馈

$$v = -\left(\frac{\omega_{10}}{H_1} - \frac{\omega_{20}}{H_2}\right)P_{e1} + \left(\frac{\omega_{10}}{H_1}P_{m1} - \frac{\omega_{20}}{H_2}P_{m2}\right) \tag{12.5-75}$$

系统输出可以设为

$$z = \begin{bmatrix}q_1\Delta\delta_{12}\\ q_2\Delta\omega_{12}\\ r^{1/2}v\end{bmatrix} \tag{12.5-76}$$

其中，q_1、q_2和r为加权系数。q_1、q_2、$r\in R^+$，$q_1+q_2=1$。

上述调节输出的第一项$q_1\Delta\delta_{12}$是为了保持系统的功角稳定，第二项$q_2\Delta\omega_{12}$是为了保持频率稳定，最后一项是为了限制控制能量消耗。设计时可以改变加权系数从而实现多目标优化控制的目的。

定义状态变量

$$x = \begin{bmatrix}x_1\\ x_2\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}\Delta\delta_{12}\\ \Delta\omega_{12}\end{bmatrix} \tag{12.5-77}$$

设

$$A = \begin{bmatrix}0 & 1\\ 0 & 0\end{bmatrix},\quad B_1 = \begin{bmatrix}0\\ 1\end{bmatrix}, B_2 = \begin{bmatrix}0\\ 1\end{bmatrix},\quad C = \begin{bmatrix}q_1 & 0\\ 0 & q_2\\ 0 & 0\end{bmatrix},$$

$$D_{12} = \begin{bmatrix}0\\ 0\\ r^{\frac{1}{2}}\end{bmatrix}, w = \frac{\omega_{10}}{H_1}\varepsilon_1 - \frac{\omega_{20}}{H_2}\varepsilon_2$$

从而可以得到装设TCSC的两区域电力系统模型

$$\begin{cases}\dot{x} = Ax + B_1 w + B_2 v\\ z = C_1 x + D_{12} v\end{cases} \tag{12.5-78}$$

这里选择v作为控制变量。

3.2.2 控制器设计

基于模型（12.5-78），应用前一节叙述的H_∞设计方法，可以得到H_∞控制律

$$v = -Kx$$

其中$K = (D_{12}^{\mathrm{T}}D_{12})^{-1}(B_2^{\mathrm{T}}P)$，$P$是下述黎卡梯不等式

$$A^{\mathrm{T}}P + PA + \lambda^{-2}PB_1B_1^{\mathrm{T}}P + C_1^{\mathrm{T}}C_1 - (PB_2 + C_1^{\mathrm{T}}D_{12})(D_{12}^{\mathrm{T}}D_{12})^{-1}(B_2^{\mathrm{T}}P + D_{12}^{\mathrm{T}}C_1) < 0 \tag{12.5-79}$$

的非负解。进一步由式（12.5-72）和式（12.5-75）得

$$X_{TCSC} = \frac{\left(\dfrac{\omega_{10}}{H_1} - \dfrac{\omega_{20}}{H_2}\right)E'_{q1}E'_{q2}\sin(\delta_1 - \delta_2)}{Kx + \left(\dfrac{\omega_{10}}{H_1}P_{m1} - \dfrac{\omega_{20}}{H_2}P_{m2}\right)} - X_\Sigma \tag{12.5-80}$$

再根据式（12.5-79）可以得到TCSC的H_∞控制律为

$$\begin{aligned}X_{TCSC} = {} & \left(\frac{\omega_{10}}{H_1} - \frac{\omega_{20}}{H_2}\right)E'_{q1}E'_{q2}\sin(\delta_1 - \delta_2)/\\ & \{K_1[\delta_1 - \delta_2 - (\delta_{10} - \delta_{20})] +\\ & K_2[\omega_1 - \omega_2 - (\omega_{10} - \omega_{20})] +\\ & \left(\frac{\omega_{10}}{H_1}P_{m1} - \frac{\omega_{20}}{H_2}P_{m2}\right)\} - X_\Sigma\end{aligned} \tag{12.5-81}$$

这里$K = \mathrm{diag}(K_1, K_2)$。

进一步可将上述控制策略工程实用化。由于式（12.5-81）中的P_{m1}和P_{m2}是发电机的机械功率，故可以用故障前发电机发出的有功P_{e10}和P_{e20}来表示。而E'_q、δ和ω难以实时测量，但可通过V_1、θ_1、V_2、θ_2、P_1、Q_1、P_2和Q_2在本地测量这些变量，于是有

$$E'_{q1}\angle\delta_1 = V_1\angle\theta_1 + \frac{(P_1+jQ_1)j(x'_{d1}+X_{1\Sigma})}{V_1\angle-\theta_1} \tag{12.5-82}$$

$$E'_{q2}\angle\delta_2 = V_2\angle\theta_2 - \frac{(P_2+jQ_2)j(x'_{d2}+X_{2\Sigma})}{V_2\angle-\theta_2} \tag{12.5-83}$$

为了叙述方便，记

$$\begin{cases}\delta^* = \delta_1 - \delta_2\\ U_1 = E'_{q1}\\ U_2 = E'_{q2}\end{cases}$$

则有

$$\omega^* = \frac{d\delta^*}{dt} \tag{12.5-84}$$

若用 δ^*、ω^*、U_1 和 U_2 来代替 δ_1、δ_2、ω_1、ω_2、E'_{q1}、E'_{q2}，则式（12.5-81）可以写为

$$X_{TCSC} = \frac{\left(\frac{\omega_{10}}{H_1}-\frac{\omega_{20}}{H_2}\right)U_1U_2\sin(\delta^*)}{K_1(\delta^*-\delta_0^*)+K_2(\omega^*-\omega_0^*)+\left(\frac{\omega_{10}}{H_1}P_{e10}-\frac{\omega_{20}}{H_2}P_{e20}\right)} - X_\Sigma \tag{12.5-85}$$

由于上述 TCSC 控制律表达式中的各个变量均为局部可测量，从而使得该控制器易于工程实现。

4 非线性鲁棒控制实例

4.1 多机系统非线性 H_∞ 励磁控制

4.1.1 多机系统模型

考虑一个具有 n 台发电机（发电机用一个带有干扰的三阶动态模型来描述）的多机电力系统

$$\begin{cases}\dot\delta_i = \omega_i - \omega_0\\ \dot\omega_i = \frac{\omega_0}{H_i}(P_{mi}-P_{ei}-P_{Di}+P_{disi})\\ \dot E'_{qi} = \frac{1}{T_{d0i}}(-E_{qi}+V_{fi}+V_{disi})\end{cases}$$

$$P_{ei} = G_{ii}E'^2_{qi} + E'_{qi}\sum_{j=1,j\neq i}^{n} B_{ij}E'_{qi}\sin(\delta_{ij}-\alpha_{ij})$$

$$P_{Di} = \frac{D_i}{\omega_0}(\omega_i-\omega_0) \quad E_{qi} = E'_{qi} + I_{di}(x_{di}-x'_{di})$$

$$I_{di} = B_{ii}E'_{qi} - \sum_{j=1,j\neq i}^{n} B_{ij}E'_{qj}\cos(\delta_{ij}-\alpha_{ij}) \tag{12.5-86}$$

这里，δ 是转子角，以弧度为单位；ω 是转子速度，单位是弧度/秒；$\omega_0=2\pi f_0$；E'_q 为 q 轴暂态电动势，以标幺值表示；x'_d 为 d 轴暂态电抗，以标幺值表示；V_f 为发电机励磁回路的电压，是控制变量，以标幺值表示；H 是发电机装置的惯量，以秒为单位；D 为阻尼常数，以标幺值表示；T_{d0} 是磁场回路时间常数，以秒为单位；x_d 为发电机的 d 轴同步电抗，以标幺值表示；P_D 为阻尼功率，P_m 为机械功率，假设为常量，以标幺值表示；P_e 是电磁功率，以标幺值表示；I_{di} 指第 i 台发电机的 d 轴电流；$Y_{ij}=G_{ij}+jB_{ij}$ 是线路 $i-j$ 的导纳，以标幺值表示；$Y_{ii}=G_{ii}+jB_{ii}$ 为母线 i 的自导纳，以标幺值表示；P_{dis} 为扰动功率，V_{dis} 为发电机励磁绕组中的电磁干扰。

如上所述的系统可以写成如下形式：

$$\dot x = f(x) + \sum_{i=1}^{n} g_i(x)u_i + \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{2}\tilde Q_{ij}(x)w_{ij} \tag{12.5-87}$$

这里，$x = [\delta_1,\omega_1,E'_{q1};\delta_2,\omega_2,E'_{q2};\cdots;\delta_n,\omega_n,E'_{qn}]^T$，$u_i = V_{fi}$，$w_{i1}=P_{disi}$，$w_{i2}=V_{disi}$。

$$f(x) = \begin{bmatrix}\omega_1-\omega_0\\ \frac{\omega_0}{H_1}(P_{m1}-P_{e1}-P_{D1})\\ -\frac{1}{T_{d01}}E_{q1}\\ \vdots\\ \omega_n-\omega_0\\ \frac{\omega_0}{H_n}(P_{mn}-P_{en}-P_{Dn})\\ -\frac{1}{T_{d0n}}E_{qn}\end{bmatrix};$$

$$g_i(x) = \begin{bmatrix}0\\ \vdots\\ 0\\ 0\\ 0\\ \frac{1}{T_{d0i}}\\ 0\\ 0\\ \vdots\\ 0\end{bmatrix};\ \tilde Q_{ij}(x) = \begin{bmatrix}0\\ \vdots\\ 0\\ 0\\ 0\\ q_{ij0}\\ 0\\ 0\\ \vdots\\ 0\end{bmatrix}$$

这里，$\frac{1}{T_{d0i}}$ 是 $g_i(x)$ 的第 $3i$ 个元素，$\tilde Q_{ij}(x)$ 中的元素 q_{ij0} 是第 $3i-2+j$ 个元素，$q_{i10}=\omega_0/H_i$，$q_{i20}=1/T_{d0i}$；$i=1,2,\cdots,n$；$j=1,2$。

根据式（12.5-86）和式（12.5-87），第 i 台发电机可以用下式来描述

$$\dot x_i = f_i(x) + g_i(x)u_{fi} + q_{i1}(x)w_{i1} + q_{i2}(x)w_{i2} \tag{12.5-88}$$

这里，

$$u_{fi} = u_i;\ x_i = \begin{bmatrix}\delta_i\\ \omega_i\\ E'_{qi}\end{bmatrix};\ f_i(x) = \begin{bmatrix}\omega_i-\omega_0\\ \frac{\omega_0}{H_i}(P_{mi}-P_{ei}-P_{Di})\\ -\frac{1}{T_{d0i}}E_{qi}\end{bmatrix}$$

$$g_i(x) = \begin{bmatrix}0\\ 0\\ \frac{1}{T_{d0i}}\end{bmatrix};\ q_{i1}(x) = \begin{bmatrix}0\\ \frac{\omega_0}{H_i}\\ 0\end{bmatrix};\ q_{i2}(x) = \begin{bmatrix}0\\ 0\\ \frac{1}{T_{d0i}}\end{bmatrix}$$

选取输出信号为

$$y_i = h_i(x) = \delta_i - \delta_0$$

4.1.2 控制律设计

根据前述反馈线性化 H_∞ 设计方法，最终得到发电机励磁非线性 H_∞ 控制律为

$$V_{fi} = -\frac{H_iT_{d0i}}{\omega_0P_{ei}}\left(V_{ti}+\frac{Q_{ei}x'_{di}}{V_{ti}}\right)\times$$
$$\left(p_{31}^*\int_0^t\Delta\omega_i dt + p_{32}^*\Delta\omega_i - p_{33}^*\frac{\omega_0}{H_i}\Delta P_{ei}\right)+$$
$$\left(V_{ti}+\frac{Q_{ei}x'_{di}}{V_{ti}}\right)-$$
$$\frac{T_{d0i}}{P_{ei}}\left(V_{ti}+\frac{Q_{ei}x'_{di}}{V_{ti}}\right)\frac{d}{dt}\left(\frac{P_{ei}V_{ti}}{V_{ti}^2+Q_{ei}x'_{di}}\right) \tag{12.5-89}$$

这里 V_{ti}、P_{ei}、Q_{ei}、ω_i 分别是发电机地机端电压、有功功率、无功功率和转速，它们都能就地测量。

4.2 多机系统非线性 L_2 一增益干扰抑制控制

4.2.1 多机系统模型

考察一个通过功率潮流网络互联的 n 机电力系统

$$\begin{cases}\dot{\delta}_i(t)=\omega_i(t)-\omega_0\\ \dot{\omega}_i(t)=\dfrac{\omega_0}{M_i}P_{mi}-\dfrac{D_i}{M_i}[\omega_i(t)-\omega_0]-\dfrac{\omega_0}{M_i}P_{ei}+\dfrac{\omega_0}{M_i}\varepsilon_{1i}\\ \dot{E}'_{qi}(t)=-\dfrac{1}{T_{d0i}}[E'_{qi}(t)+I_{di}(x_{di}-x'_{di})]\\ \qquad\qquad+\dfrac{1}{T_{d0i}}V_{fi}(t)+\dfrac{1}{T_{d0i}}\varepsilon_{2i}\\ z_i=\begin{bmatrix}q_{1i}(\delta_i-\delta_{0i})\\ q_{2i}[\omega_i(t)-\omega_0]\end{bmatrix}\quad 1\leqslant i\leqslant n\end{cases}\tag{12.5-90}$$

式中各符号含义参见系统（12.5-86）。

对系统（12.5-90），以下将设计分散非线性干扰抑制控制律 V_{fi}（$i=1,2,\cdots,n$）。

首先，设计预反馈

$$V_{fi}=I_{di}(x_{di}-x'_{di})+E'_{qi}+v_iT_{d0i}\tag{12.5-91}$$

这里，变量 v_i 是新的控制输入。

设机械功率为常数，即 $P_{m_i}=P_{m0_i}$，将式（12.5-91）代入式（12.5-90）得

$$\begin{cases}\dot{\delta}_i(t)=\omega_i(t)-\omega_0\\ \dot{\omega}_i(t)=\dfrac{\omega_0}{M_i}P_{m0i}-\dfrac{D_i}{M_i}[\omega_i(t)-\omega_0]-\dfrac{\omega_0}{M_i}P_{ei}+\dfrac{\omega_0}{M_i}\varepsilon_{1i}\\ \dot{E}'_{qi}(t)=v_i+\dfrac{1}{T_{d0i}}\varepsilon_{2i}\quad 1\leqslant i\leqslant n\end{cases}\tag{12.5-92}$$

定义

$$x_i=\begin{bmatrix}x_{1i}\\ x_{2i}\\ x_{3i}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\delta_i-\delta_{0i}\\ \omega_i-\omega_0\\ E'_{qi}\end{bmatrix},a_{1i}=\frac{\omega_0}{M_i},$$

$$a_{3i}=\frac{1}{T_{d0i}},P_{mi}=P_{m0i},\varepsilon_i=\begin{bmatrix}\varepsilon_{1i}\\ \varepsilon_{2i}\end{bmatrix}\tag{12.5-93}$$

选择调节输出

$$z_i=\begin{bmatrix}q_{1i}x_{1i}\\ q_{2i}x_{2i}\end{bmatrix}\quad q_{1i}\geqslant 0,\ q_{2i}\geqslant 0,q_{1i}^2+q_{2i}^2\leqslant 1\tag{12.5-94}$$

从而，系统（12.5-92）可以描述如下

$$\begin{cases}\dot{x}_{1i}=x_{2i}\\ \dot{x}_{2i}=a_{1i}(P_{m0i}-P_{ei})+a_{2i}x_{2i}+a_{1i}\varepsilon_{1i}\\ \dot{x}_{3i}=v_i+a_{3i}\varepsilon_{2i}\\ z_i=\begin{bmatrix}q_{1i}x_{1i}\\ q_{2i}x_{2i}\end{bmatrix}\quad 1\leqslant i\leqslant n\end{cases}\tag{12.5-95}$$

4.2.2 控制器设计

对上述系统，应用 2.4.2 介绍的递推设计法，可以得到多机系统的分散非线性 L_2 增益干扰抑制励磁控制律为

$$\begin{aligned}V_{fi}=V_{ti}+\frac{x_{di}Q_{ei}}{V_{ti}}+T_{d0i}\Bigg\{&k_i\int_0^t\Delta\omega_i\,dt+(1+\mu_{1i}+\mu_{2i}a_{2i})\Delta\omega_i+\\ &\mu_{2i}a_{1i}(P_{e0i}-P_{ei})+\\ &\frac{\mu_{1i}\int_0^t\Delta\omega_i\,dt+\mu_{2i}\Delta\omega_i-V_{ti}-x'_{di}Q_{ei}/V_{ti}}{\gamma_i^2}\left(\mu_{2i}^2a_{1i}^2+\frac{a_{3i}^2}{2}\right)+\\ &\frac{k_i\int_0^t\Delta\omega_i\,dt+\Delta\omega_i}{\mu_{1i}\int_0^t\Delta\omega_i\,dt+\mu_{2i}\Delta\omega_i-V_{it}-x'_{di}Q_{ei}/V_{it}}\cdot\\ &[a_{1i}(P_{e0i}-P_{ei})+V_{ti}+x'_{di}Q_{ei}/V_{ti}]\Bigg\}\end{aligned}\tag{12.5-96}$$

其中 $\Delta\omega_i=\omega_i-\omega_0$ 是第 i 台发电机的状态变量；k_i、μ_{1i}、μ_{2i}、a_{1i}、a_{2i}、a_{3i}是待定常数。上式中所有变量均为局部可测量，因此尽管控制律（12.5-96）表达式看起来复杂，但其工程实现并不困难。

第 6 章 智 能 控 制

1 概述

智能控制至今尚无统一的定义。一般认为，智能控制是驱动智能机器自主地实现其目标的过程。这里的智能机器是指能够在定形或不定形、熟悉或不熟悉的环境中自主地或与操作人员交互作用以执行拟人任务（Anthropomorphic Tasks）的机器。

智能控制具有下列几个特点：

（1）智能控制的控制对象往往是那些含有复杂性、不完全性、模糊性或不确定性以及不存在已知算法的过程，因此常采用含知识表示的广义数学模型，并以知识推理、启发式策略和智能算法引导求解过程。

（2）智能控制的核心在高层控制，即组织级。高层控制的任务在于对实际环境或过程进行组织，即决策和规划，实现广义问题求解。为了实现这些任务，需要采用符号信息处理、启发式程序设计、仿生计算、知识表示以及自动推理和决策等相关技术。这些问题的求解过程与人脑的思维过程或生物的智能行为具有一定相似性，即具有不同程度的“智能”。

（3）智能控制是一门边缘交叉学科。智能控制的发展需要各相关学科的配合与支持，同时也要求智能控制工程师是知识工程师。

（4）智能控制是一个新兴的研究领域。无论在理论上或实践上，它都还很不成熟、很不完善，需要进一步探索和开发。

许多智能控制系统是以知识和经验为基础的拟人控制系统。知识是对收集来的信息进行分析、处理和优化而形成的一种结构化信息。智能控制系统的知识和经验来自信息，又可以被加工为新的信息，因此智能控制系统离不开信息论的参与。

2 智能控制器一般结构

控制器设计是系统模型和实际结构进行综合的过程。智能控制器的设计具有下列特点：

（1）以微积分（DIC）和技术应用语言（LTA）表示，且具有仿生或仿人算法；

（2）采用不精确的和不完全的装置分层（级）模型；

（3）含有不完全的外系统知识，并在学习过程中不断加以辨识、整理和更新；

（4）把任务形式化和任务协商作为控制系统及控制过程的一部分来考虑。

智能控制器的一般结构，如图 12.6-1 所示。

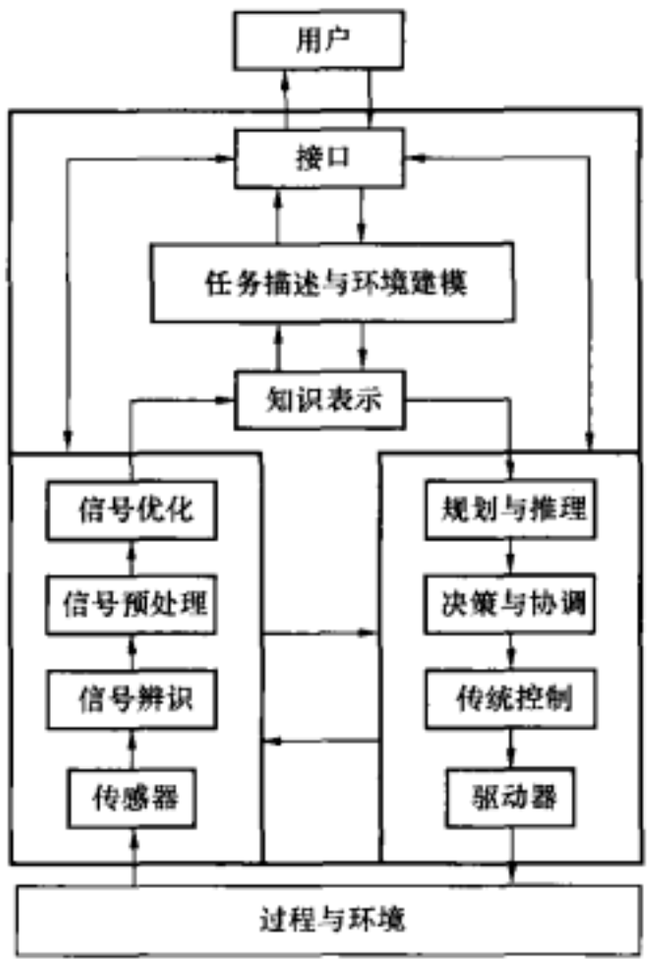


图 12.6-1 智能控制的一般结构

3 人工智能介绍

人工智能的发展促进了自动控制向智能控制发展。人工智能（能力）是智能机器所执行的通常与人类智能有关的智能行为，如判断、推理、证明、识别、感知、理解、通信、设计、思考、规划、学习和问题求解等思维活动。

目前人工智能主要有如下三个学派：

（1）符号主义。该学派认为人工智能源于数理逻辑。数理逻辑到 20 世纪 30 年代开始用于描述智能行为。计算机出现后，又实现了逻辑演绎系统。其代表性成果为启发式程序 LT 逻辑理论，该理论可以应用计算机研究人的思维过程，模拟人类智能活动。该学派称为符号主义者，在 1956 年首次采用“人工智能”这个术语。后来又发展了启发式算法、专家系统以及知识工程理论和技术。符号主义曾长期一枝独秀，现在仍然是人工智能的主流派。

（2）连接主义。该学派认为人工智能源于仿生学，特别是人脑模型的研究。1943 由生物学家麦克洛克和数理逻辑家皮茨创立的脑模型，即 MP 模型，开创了用电子装置模拟人脑结构和功能的新途径。1986 年鲁梅尔哈特（Rumelhart）等人提出多层网络中的反向传播（BP）算法。现在，人工智能界对人工神经网络（ANN）的研究热情仍然较高，但研究成果没有预想的那样好。

（3）行为主义。该学派认为人工智能源于控制论，其中维纳和麦卡洛克等人提出的控制论和自组织系统，以及钱学森等人提出的工程控制论和生物控制论在很多领域产生了广泛的影响。控制论把神经系统的工作原理与信息论、控制理论、逻辑及计算机联系起来。早期的研究重点是模拟人在控制过程中的智能行为和作用，如对自寻优、自适应、自镇定、自组织和自学习等控制论系统的研究，并进行“控制论动物”的研究。到 20 世纪 60～70 年代，该领域的研究取得了一定进展，播下智能控制和智能机器人的种子，并于 80 年代诞生。

以上三个人工智能学派长期共存与合作，取长补短，并走向融合和集成。

4 典型的智能控制系统及其应用

4.1 递阶控制系统

4.1.1 递阶控制简介

递阶智能控制（Hierarchically Intelligent Control）是在

研究早期学习控制系统的基础上，从工程控制论的角度总结人工智能与自适应、自学习和自组织控制的关系之后而逐渐形成的，它是智能控制最早的理论之一。

目前有两种递阶控制理论，即基于知识/解析混合多层智能控制理论以及“精度随智能提高而降低”的递阶智能控制理论。这两种理论在递阶结构上是有联系的，在此，将介绍其中的一种，即萨里迪斯的递阶智能控制理论。

由萨里迪斯提出的递阶智能控制方法作为一种认知和控制系统的统一方法论，其控制智能是根据分级管理系统中十分重要的“精度随智能提高的降低”的原理而分级分配的。这种递阶智能控制系统是由组织级、协调级和执行级三级组成的，如图 12.6-2 所示。

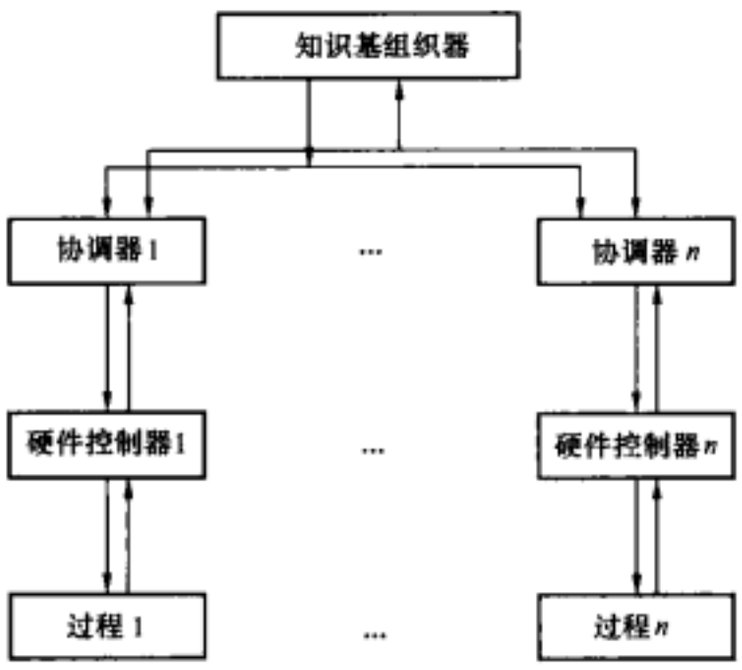


图 12.6-2 分级智能控制系统

递阶智能控制理论可归纳如下：智能控制理论可被假定为寻求某个系统正确的决策与控制序列的数学问题，该系统在结构上遵循精度随智能降低而提高的原理，而所求得序列能够使系统的总熵最小。

4.1.2 递阶控制系统各级的作用

第一级：组织级。它代表系统的主导思想，并由人工智能起控制作用。根据存储于长期存储交换单元内的本原数据集合，组织器能够组织绝对动作、一般任务和规则的序列。也就是说，组织器作为推理机的规则发生器，处理高层信息，用于机器推理、规划、决策、学习（回馈）和记忆操作。

第二级：协调级。它是上下级间的接口，由人工智能和运筹学起控制作用。协调级借助于产生一个适当的子任务序列来执行原指令，处理实时信息。这涉及存储内存（如缓冲器）内决策与学习的协调。为此，采用具有学习能力的语言决策图，并对每一动作指定主（源）概率。协调级由一定数量的具有固定结构的协调器组成，每个协调器执行某些指定的作用。

第三级：执行级。它是智能控制系统的最低层级，要求具有较高的精度但较低的智能，并由控制理论进行控制。

智能机器中基于知识的高层功能模仿了人类行为，而知识流是这个系统的关键变量。

智能控制已作为多级递阶结构而建立起来，它遵循提高精度而降低智能的原理。概率模型用于表示组织级推理、规划和决策的不确定性，指定协调级的任务以及执行级的控制作用。采用熵来度量智能机器执行各种指令的效果，并采用熵进行最优决策。

在过去的 20 多年里，上述这种智能控制理论已被实现并应用于拟人机器人系统的设计，其理论成果表现为两个方面，即基于逻辑的方法和基于解析的方法。而一些新的方法和技术，如玻耳兹曼（Boltzmann）机、神经网络和佩特里（Petri）网等，为智能机器理论的分析研究提供了新的工具。例如，把神经网络用于组织级，佩特里网用于协调级，以及熵测度用于执行级等。

图 12.6-3 给出了具有视觉回馈的 PUMA600 机械手的智能控制系统分级结构。

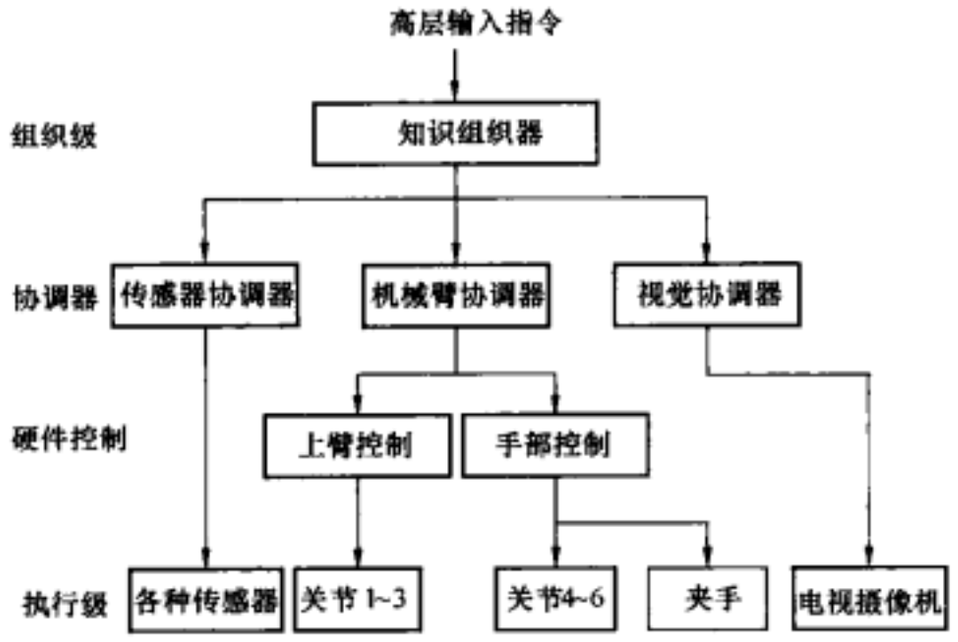


图 12.6-3 具有视觉回馈的机械手智能控制系统的分级结构

4.2 专家控制系统

4.2.1 专家控制系统简介

专家系统（Expert System）是能够像某一领域专家那样向用户提供解决问题的方法的计算机程序系统。专家系统把有关领域的专家知识表示成计算机能够利用的形式，通过推理使计算机能够以和专家相近的水平，解决该领域原来只有专家才能解决的复杂问题。

专家控制的主要形式有两种，即专家控制系统和专家控制器（Expert Controller）。前者结构复杂、研制代价高，因而目前应用较少。后者结构简单，研制代价低，性能又能满足工业过程控制的一般要求，因而获得了广泛应用。下面主要以专家控制器为例说明专家控制系统的结构、特点、性能、设计原则和设计实例等。

4.2.2 对专家控制器的要求

在自适应控制的发展过程中，专家控制（调节）器成为实用的自适应设计机理的一个新的重要的里程碑。迄今为止的自适应控制存在两个显著缺点，即要求具有准确的装置模型以及不能为自适应机理设定有意义的目标。而专家控制器不存在这些缺点，因为它避开了装置的数学模型，并为自适应设计提供了有意义的时域目标。这两个优势是通过调用人工智能领域内的强有力的模式识别技术实现的。

当装置具有明显的调节器非线性时，专家调节器的目标是双重的。第一个目标是根据饱和程度的阶跃上升和阶跃下降，估计调节器的非线性特性。然后，智能反振荡调节器（Intelligent Anti-wind-up Scheduler）的知识库应用这一信息对控制器积分部分建立反振荡逻辑。专家调节器的第二个目标是调节 PI 控制器，使阶跃响应处在代理工程师或装置操作员设定的范围内。专家调节的工作极限为最大上超调、最大下超调和衰减率（系数）。然后，专家调节器应用这些极限对未调节的瞬态阶跃响应与期望响应形状加以比较，并根据比较所得差异对控制器进行校正。

4.2.3 专家式控制器的特点和设计原则

4.2.3.1 模型描述的多样性

专家式控制器的设计，能够处理各种定性的与定量的、精确的与模糊的信息，因而允许对模型采用各种形式的描

述，如解析模型、模糊模型和规则模型。专家式控制器一般模型可用如下形式表示

$$U = f(E,K,I)$$
$$U = \{u_1,u_2,\cdots,u_l\} \tag{12.6-1}$$

f 为智能操作函数，其基本形式为

IF E AND K THEN (IF I THEN U)

式中：$E = \{e_1,e_2,\cdots,e_m\}$，为控制器输入集；$K = \{k_1,k_2,\cdots,k_n\}$，为知识库中的经验数据与事实集；$I = \{i_1,i_2,\cdots,i_p\}$，为推理机构的输出集；$U = \{u_1,u_2,\cdots,u_l\}$，为控制器输出集。

智能操作函数的基本含义是：根据输入信息和知识库中的经验数据与规则进行推理，然后根据推理结果 I，输出相应的控制行为 U。

4.2.3.2 在线处理的灵活性

智能控制系统的重要特征之一就是能够以有用的方式划分和构造信息。在设计专家式控制器时应充分重视对过程在线信息的处理和利用。在信息存储方面，应记忆那些对控制决策有意义的特征信息，而丢弃过时的信息；在信息处理方面，应把数值计算和符号计算结合起来；在信息利用方面，应对各种反映过程的特征信息加以抽取和利用，不要仅限于误差和误差的一阶导数。灵活地处理与利用在线信息将提高系统的信息处理和决策水平。

4.2.3.3 控制策略的灵活性

控制策略的灵活性是设计专家式控制器所应遵循的一条重要原则。工业对象本身的时变性与不确定性以及现场干扰的随机性，要求控制器采用不同形式的开环和死循环控制策略，并能通过在线获取的信息灵活地修改控制策略或控制参数，以保证获得优良的控制质量。此外，专家式控制器中还应设计异常情况处理的适应性策略，以增强系统的应变能力。

4.2.3.4 决策机构的递阶性

人的神经系统是由大脑、小脑、脑干和脊髓组成的一个分层递阶决策系统。以仿智为核心的智能控制，其控制器的设计必然要体现分层递阶的原则，即根据智能水平的不同层次构成分层递阶的决策机构。

4.2.3.5 推理和决策的实时性

对于设计用于工业过程的专家式控制器，这一原则必不可少。这就要求知识库的规模不宜过大，推理机构应尽量简单，以满足工业过程的实时性要求。

由于专家式控制器在模型的描述上采用多种形式，就必然导致其实现方法的多样性。虽然构造专家式控制器的具体方法各不相同，但归纳起来，其实现方法可分为两类：一类是保留控制专家系统的结构特征，但其知识库的规模小，推理机构简单；另一类是以某种控制算法（例如 PID 算法）为基础，引入专家系统技术，以提高原控制器的决策水平。

图 12.6-4 给出了一种工业专家控制器的结构框图。

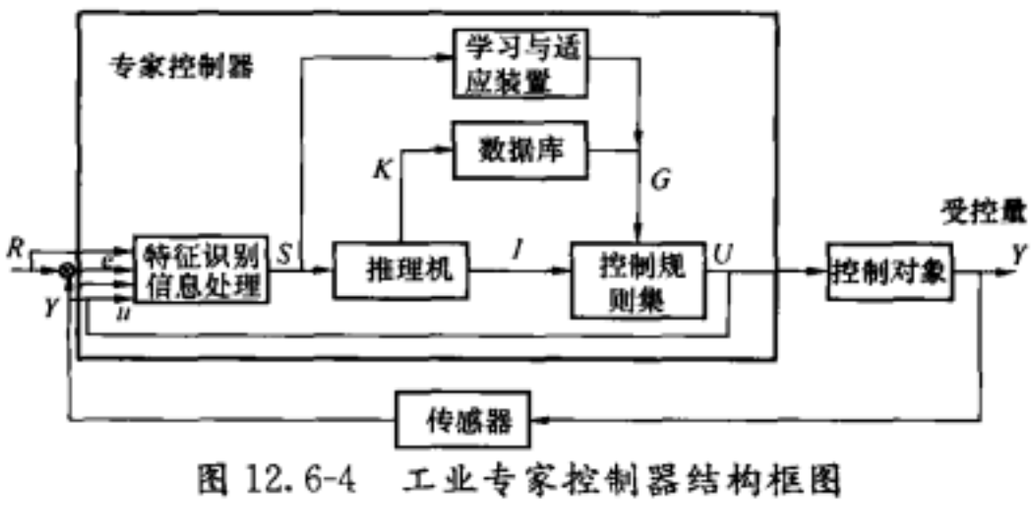


图 12.6-4 工业专家控制器结构框图

4.3 学习控制系统

4.3.1 学习控制系统简介

什么是学习？学习作为一种过程，它通过重复各种输入信号，并从外部校正该系统，从而使系统对特定输入具有特定响应。学习控制系统可以概括如下：学习控制系统是一个能够在其运行过程中逐步获得受控过程及环境的非预知信息，积累控制经验，并在一定的评价标准下进行估值、分类、决策和不断改善系统质量的自动控制系统。

学习控制的研究热点之一是迭代学习控制（Iterative Learning Control，ILC）。迭代学习控制研究的动机，来源于从经验学习知识的认识。设计一种具有某种智能的控制器，即能在系统运行中估计未知的信息并基于这个估计的信息确定最优控制，使它在控制过程中能不断地完善自己，以使控制效果越来越好。换句话说，当我们重复完成某一控制任务的时候，我们从过去的控制输入和跟踪误差数据中获得额外的信息，这种信息我们把它看成是一种经验，一种关于动态过程模型的经验知识。利用这些经验知识，可以降低对过程模型的依赖，并且提供了改进跟踪控制性能的可能性。

迭代学习控制的特点是具有严格的数学描述和定义、学习算法简单，且不依赖被控系统的详细模型。这种理论对解决传统控制难以控制的复杂不确定性系统有独到之处，尤其是用于具有重复运动性质的被控对象，从“迭代”二字就可以看出，这是要求动态过程是可以重复的一种行为，其目标是在一定时间间隔内按照期望输出找到期望输入控制，可充分利用前几次的控制信息构成当前的控制输入信号。由于迭代学习控制自身的特点，如对系统需要较少的先验知识和较少的计算量，一般不需要辨识系统的参数，从而能处理未知参数和不确定性问题，具有一定的鲁棒性等。

近年来，自适应、模糊控制、神经网络、变结构控制等先进的控制技术越来越多地运用于迭代学习控制，由此产生了各种新算法，获得了用单一控制方式难以实现的期望特性。

迭代学习控制的研究内容包括学习律和学习系统的研究，如学习控制的收敛性、学习控制过程的鲁棒性、收敛速度、初值问题、分析方法及应用等。

4.3.2 迭代学习控制系统

迭代学习过程对于具有可重复性的被控对象，即该被控系统的向量函数在每一次重复运行时所表示的函数关系不变，利用控制系统先前的控制经验，根据量测系统的实际输出信号和期望信号，寻找一个理想的输入特性曲线，使被控对象产生期望的运动。“寻找”过程是对被控对象作反复训练的过程。这一过程的数学描述为：在有限的时间 $t\in(0,\ T)$ 内，已知被控物件的期望响应 $r(t)$、$t\in(0,\ T)$ 和相应的期望初态 $x_d(0)$，求解某种给定的 $u_k(t)$、$t\in(0,\ T)$，使其响应在某种意义上比 $y_k(t)$、$t\in(0,\ T)$ 有所改善，其中 k 为迭代学习次数。

下面以轨迹跟踪控制为例，说明迭代学习控制的基本思想。该学习控制的目标是要获得一个控制序列 $u_d(n)$，使得系统输出 $y(n)$ 精确跟踪理想输出 $y_d(n)$（其中 $n=1,\ \cdots,\ N$；$NT_0=T$；T 表示系统的一个工作周期；T_0 表示系统的采样周期）。迭代学习的基本原理是利用上一次工作周期内的误差 $e_k(n)$，对下一次工作周期的控制输入 $u_{k+1}(n)$ 进行修正，经过多个工作周期学习，逐渐使实际输出 $y(n)$ 收敛于理想输出 $y_d(n)$。其基本步骤是：

第 1 步：设置初次工作周期的控制序列 $u_1(n)$。

第 2 步：求出本次工作周期的输出序列 $y_k(n)$及误差序列 $e_k(n)$，其中 $e_k(n)=y_d(n)-y_k(n)$，下标 k 表示工作周期的次数即迭代次数。

第 3 步：利用目标准则判断系统输出 $y_k(n)$是否精确跟踪理想输出 $y_d(n)$。若是，则结束迭代学习，否则进入下一步。

第 4 步：确定下一步工作周期的控制序列 $u_{k+1}(n)=u_k(n)+\phi(e_k(n))$，$\phi$ 为学习操作函数。转入第 2 步。

目前迭代学习控制的中心问题是如何选择一种学习律，使得系统既有良好的稳定性又有较快的收敛速度。

设被控对象的动态过程为

$$\begin{cases}\dot{x}(t)=f(t,x(t),u(t))\\ y(t)=g(t,x(t),u(t))\end{cases}\tag{12.6-2}$$

式中：$x\in R^n$，$y\in R^m$，$u\in R^l$，f、g 为相应维数的向量函数，其结构和参数都未知，要求系统在时间 $t\in(0,T)$ 内的输出跟踪期望输出 $y_d(n)$。

假定期望控制 $u_d(t)$存在，即在给定状态初值 $x(0)$下 $u_d(t)$是式(12.6-2)当 $y(t)=y_d(t)$的解，则迭代学习控制的目的是通过多次重复的运动，在一定的学习律下使 $u(t)\to u_d(t)$，$y(t)\to y_d(t)$。第 k 次运动时式(12.6-2)可表示为

$$\begin{cases}\dot{x}_k(t)=f(t,x_k(t),u_k(t))\\ y_k(t)=g(t,x_k(t),u_k(t))\end{cases}\tag{12.6-3}$$

输出误差为

$$e_k(t)=y_d(t)-y_k(t)\tag{12.6-4}$$

4.3.3　迭代学习控制算法

迭代学习控制分为开环学习和死循环学习。开环 PID 型学习算法是：第 $k+1$ 次的控制等于第 k 次控制加上第 k 次输出误差的 PID 校正项，即

$$u_{k+1}(t)=u_k(t)+k_pe_k(t)+k_d\frac{de_k(t)}{dt}+k_i\int_0^t e_k(s)ds\tag{12.6-5}$$

式中：k_p、k_i、k_d 分别是 PID 学习增益矩阵。

死循环 PID 迭代控制律是取第 $k+1$ 次运行的误差作为学习的修正项，即

$$u_{k+1}(t)=u_k(t)+k_pe_{k+1}(t)+k_d\frac{de_{k+1}(t)}{dt}+k_i\int_0^t e_{k+1}(s)ds\tag{12.6-6}$$

两种迭代学习的结构图如图 12.6-5、图 12.6-6 所示。

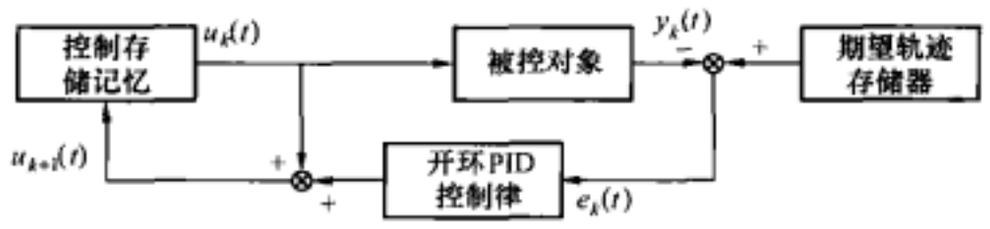


图 12.6-5　开环 PID 迭代学习控制结构图

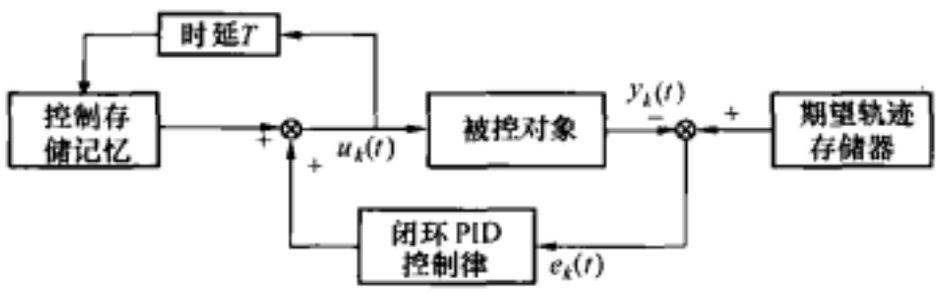


图 12.6-6　死循环 PID 迭代学习控制结构图

由式(12.6-5)和式(12.6-6)比较可知：开环迭代学习只利用了系统前次运行的信息，而死循环迭代学习则在利用系统当前运行信息改善控制性能的同时，舍弃了前次运行的信息。总的来说，死循环迭代学习控制的性能要优于开环迭代控制。

4.4　模糊控制系统

4.4.1　模糊控制系统简介

模糊逻辑在控制领域中的应用称为模糊控制。模糊控制的最大特征是，它能将操作者或专家的控制经验和知识表示成语言变量描述的控制规则，然后用这些规则去控制系统。模糊控制为非线性控制提出了一个比较容易的设计方法，尤其是当受控装置(对象或过程)含有不确定性而且很难用常规的非线性控制理论处理时，更为有效。

4.4.2　模糊系统理论基础

模糊控制的数学基础是美国控制论专家 L. A. Zadeh 于 1965 年提出的模糊集合论，其基本概念包括模糊集合、模糊关系和模糊逻辑推理等。

4.4.2.1　模糊集合和隶属函数

定义 12.6-1：论域 U 中的模糊集合 A，是以隶属函数 μ_A 为表征的集合，即 $\mu_A:U\to[0,1]$对任意 $u\in U$，有 $u\to\mu_A(u)$，$\mu_A(u)\in[0,1]$，称 $\mu_A(u)$为元素 u 对于 A 的隶属度，它表示 u 属于 A 的程度。

对于模糊集合以及用来表征其性质的隶属函数，有以下说明：

(1) 论域 U 中的模糊集合 A，是指在 U 中具有某种性质的元素组成的界限不分明的集体。关于 U 中的任一元素 u，我们能根据所给定的性质，用一个[0，1]闭区间的数来表示 u 隶属于 A 的程度，这个数值就称为该元素 u 关于模糊集 A 的隶属度。

(2)论域 U 的元素总是分明的，所有的元素都属于 U，所以 U 是清晰集合(经典集合)，只有 U 的子集 A、B 等才是模糊集合，严格地讲，应该称 A、B 等为模糊子集。

(3) $\mu_A(u)$ 的值越接近 1，表示元素 u 属于 A 的程度就越高。作为上限，当 $\mu_A(u)=1$ 时，表示 u 完全属于 A，反之，当 $\mu_A(u)=0$ 时，表示 u 完全不属于 A。如果论域中的所有元素对 A 的隶属度不是 0 就是 1，则模糊集 A 退化成清晰集。从这个意义上讲，经典集合只是模糊集的一个特例，模糊集是经典集合的拓广，它的意义更为广泛。

(4) 模糊集完全由它的隶属函数来刻画，隶属函数是模糊数学的最基本概念。借助隶属函数才有可能对模糊集合进行量化，并用精确的数学方法去分析和处理模糊信息。正确地建立隶属函数是使模糊集合能够恰当地表现模糊概念的关键。但是，并没有一个统一的、通用的定理或计算公式确定隶属函数。通常来讲，隶属函数是根据经验或统计确定的。

对模糊集合可以定义与经典集合类似的交、并、补等运算，并使这些运算满足幂等律、结合律、交换律、分配律等性质。

4.4.2.2　模糊关系

定义 12.6-2：集合 X 和 Y 之间的模糊关系(Fuzzy Relation)R 是指定义在直积 $X\times Y$ 上的模糊子集，其隶属函数如下

$$\mu_R:X\times Y\to[0,1]$$

当 X 和 Y 相同时，R 称为 X 上的模糊关系 $X\times Y$ 上的模糊子集，因此，模糊子集之间的运算如交、并、补等能够直接应用到模糊关系的运算。

4.4.2.3 模糊关系的合成

模糊关系合成是定义在模糊子集上的运算，定义的运算不同则合成法不同。模糊关系合成是模糊逻辑推理的基础。常见的合成法是最大最小(max-min)合成法。

定义 12.6-3：令 R、S 分别为 $X\times Y$ 和 $Y\times Z$ 上的模糊关系。所谓 R 和 S 的最大最小合成(Max—min Composition)是指下列定义在 $X\times Z$ 上的模糊关系，记做 $R0S$。

$$R0S\leftrightarrow\mu_{R0S}(x,z)=\bigvee_{y}\{\mu_R(x,y)\wedge\mu_S(y,z)\}$$

这里 $\vee$ 代表取大，$\wedge$ 代表取小。

4.4.2.4 模糊逻辑推理

模糊逻辑推理又称模糊推理，是指已知模糊命题(包括大前提和小前提)，推出新的模糊命题作为结论的过程。模糊推理是一种近似推理，它具有以下两种提法：

(1) 已知模糊蕴涵关系“若 A 则 B”，其中 A 是 X 上的模糊集，B 是 Y 上的模糊集。又知 X 上的一个模糊集 $A*$，它可能与 A 很相近，又可能与 A 相去甚远，则从模糊蕴涵关系能否推断出结论 $B*$？

(2) 已知模糊蕴涵关系“若 A 则 B”，又知一个 $B*$，则从模糊蕴涵关系能否推断出结论 $A*$？

运用模糊关系合成法可以进行模糊逻辑推理。

4.4.2.5 模糊判决方法

通过模糊推理得到的结果是一个模糊集合或者隶属函数，但在实际应用中，特别是在模糊控制中，必须用一个确定的值才能去控制伺服机构。在推理得到的模糊集合中，取一个最能代表这个模糊集合的单值的过程就称为模糊判决或去模糊化(Defuzzification)。模糊判决可以采用不同的方法，用不同的方法得到的结果也是不同的。常用的模糊判决法有重心法、最大隶属度法、系数加权平均法和隶属度限幅元素平均法等。

4.4.3 模糊控制系统设计

模糊控制系统和常见的控制系统相似，唯一的区别是控制装置由模糊控制器实现(如图 12.6-7 所示)。

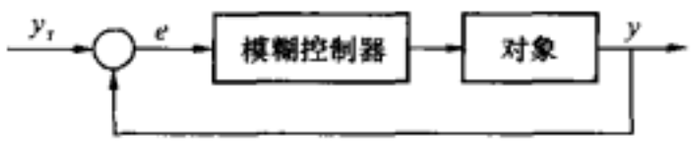


图 12.6-7 模糊控制系统

模糊控制器通常由输入输出规范化(定标)、输入量模糊化、语言控制规则、模糊逻辑推理和输出量去模糊化等部分组成，如图 12.6-8 所示。

输入输出规范化是指将控制器的输入和输出限制在规定的范围内，以便于控制器的设计和实现。因为控制器的输入值一般都不是模糊数，因此模糊化过程就是将输入值转化为模糊量。语言控制规则和模糊逻辑推理是控制器的核心。根据模糊输入量和语言控制规则，模糊逻辑推理决定输出量的隶属函数。去模糊化过程根据输出量的隶属函数决定规范化的输出量。最后，控制器将规范化的输出量转化为实际的输出值(控制量)去控制系统，而给定值和被控量之间的偏差是控制器的输入。进一步，控制器通过偏差控制被控对象的输出值，使其稳定在给定值。

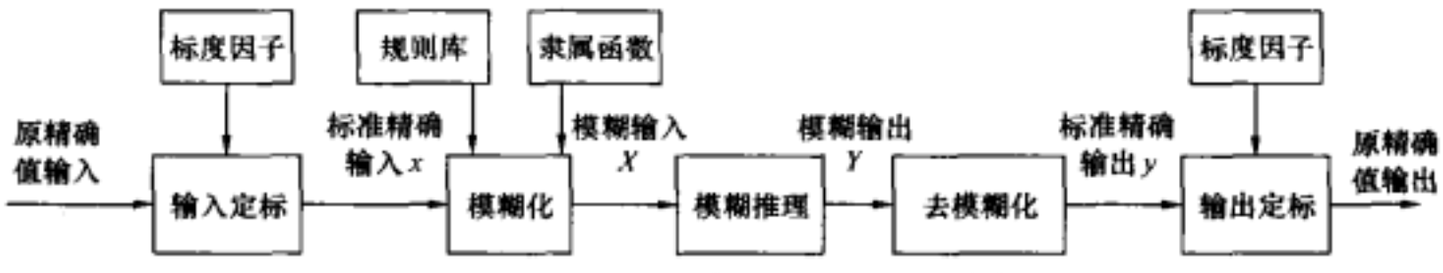


图 12.6-8 模糊控制器的一般结构

4.5 神经网络控制系统

4.5.1 神经网络控制系统简介

基于人工神经网络的控制(ANN-based Control)简称神经控制(Neural Control)。神经网络是由大量的人工神经元(处理单元)广泛互联而成的网络，它是在现代神经生物学和认识科学对人类信息处理研究的基础上提出来的，具有很强的自适应性和学习能力、非线性映像能力、鲁棒性和容错能力。充分地将这些神经网络特性应用于控制领域，可使控制系统的智能化向前迈进一大步。

4.5.2 人工神经元模型

人工神经元是对生物神经元的一种模拟与简化。它是神经网络的基本处理单元。图 12.6-9 显示了一种简化的人工神经元结构。它是一个多输入、单输出的非线性组件，其输入输出关系为

$$I_i=\sum_{j=1}^{n}w_{ji}x_j-\theta_i \qquad (12.6\text{-}7)$$

$$y_i=f(I_i)$$

式中：$x_j(j=1,2,\cdots,n)$ 是从其他神经元传来的输入信号；w_{ji} 表示从神经元 j 到神经元 i 的连接权值；θ_i 为阈值；$f(\cdot)$ 称为激发函数或作用函数。

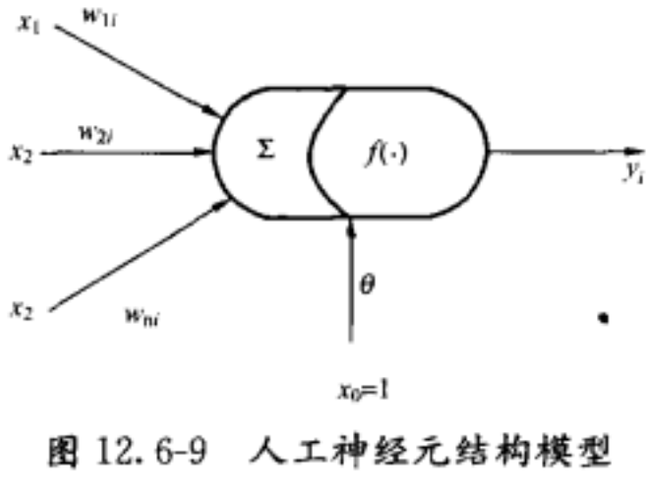


图 12.6-9 人工神经元结构模型

激发函数 $f(\cdot)$ 又称为变换函数，它决定神经元的输出。该输出为“1”或“0”，取决于其输入之和大于或小于内部阈值 θ_i。常用的激发函数有阈值型、饱和型、双曲型、s 型和高斯型六类。

4.5.3 人工神经网络模型

人工神经网络是以工程技术手段来模拟人脑神经元网络的结构与特征的系统。利用人工神经元可以构成不同拓扑结构的神经网络。目前已有数十种不同的神经网络模型，其中前馈型网络和回馈型网络是两种典型的结构模型。

(1) 前馈型神经网络。前馈型神经网络又称前向网络(Feedforward NN)，如图 12.6-10 所示。神经元分层排列，有输入层、隐层（又称中间层，可有若干层）和输出层，每一层的神经元只接受前一层神经元的输入。

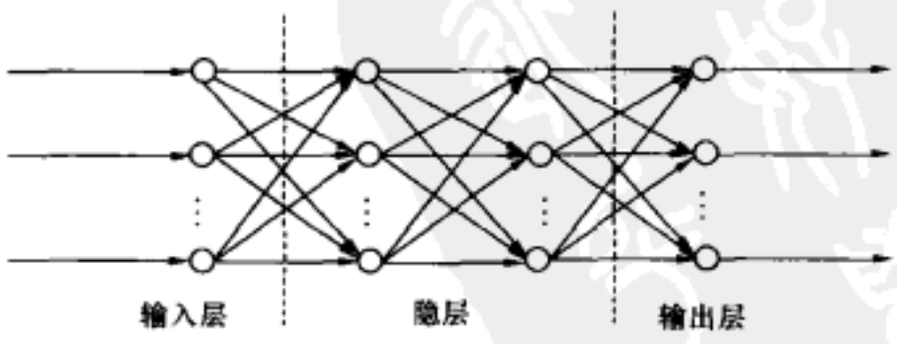


图 12.6-10 前馈型神经网络结构

前馈网络结构简单，易于编程。前馈网络通过简单非线性处理单元的复合映射可以获得复杂的非线性处理能力。大部分前馈网络都是学习网络，它们的分类能力和模式识别能力一般都强于回馈网络。前馈网络的缺点是

它从本质上讲是一静态非线性映射，缺乏丰富的动力学行为。典型的前馈网络有感知网络、BP 网络等。

（2）回馈型神经网络。回馈型神经网络（Feedback NN）如图 12.6-11 所示。若总神经元（节点）数为 N，则每个神经元有 N 个输入和一个输出，每个神经元的输出都是这 N 个神经元的输入。

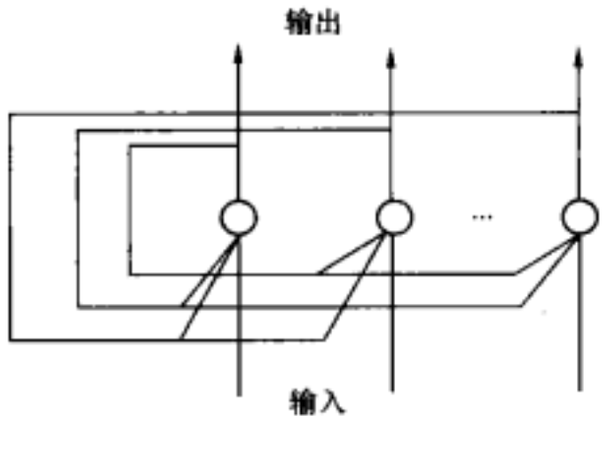


图 12.6-11　回馈型神经网络结构

回馈神经网络是一种回馈动力学系统，存在过渡过程，需要工作一段时间才能达到稳定。Hopfield 神经网络是回馈网络中最简单且应用广泛的模型，它具有联想记忆（Content-Addressing Memory，CAM）功能，如果将模型中的李亚普诺夫函数定义为寻优函数，Hopfield 神经网络还可以用来解决快速寻优问题。

4.5.4　人工神经网络的学习方法

人工神经网络的自适应、自组织和自学习能力来自于人工神经网络的学习方法，可以说学习方法是体现人工神经网络智能特性的主要标志。目前神经网络的学习方法有多种，按有无导师来分类，可分为有教师学习（Supervised Learning）、无教师学习（Unsupervised Learning）和再励学习（Reinforcement Learning）等。在有教师的学习方式中，网络的输出和期望的输出（教师信号）进行比较，然后根据两者之间的差异调整网络的权值，最终使差异变小。在无教师的学习方式中，输入模式进入网络后，网络按照一预先设定的规则（如竞争规则）自动调整权值，使网络最终具有模式分类等功能。再励学习没有教师信号，但是能获得行为结果的某一类评价信息（如“好”或“坏”，“成功”或“失败”等）。这些评价信息量少，并且是一系列动作的综合结果，要经过很长时间以后才能得到。神经网络中常用的学习方法有 Hebb 学习规则、δ 学习规则、概率式学习规则和竞争式学习规则等。

4.5.5　神经网络控制的系统设计

神经网络控制是指在控制系统中应用神经网络技术，对难以精确建模的复杂非线性对象进行神经网络模型辨识；或作为控制器，完成诸如优化计算、逻辑推理、故障诊断等工作；或同时兼有上述多种功能。尽管神经网络控制技术有许多潜在的优势，但单纯使用神经网络的控制方法仍有待进一步研究。通常需将人工神经网络技术与传统的控制理论和智能技术综合使用。神经网络在控制中的作用有以下几种：

（1）在传统的控制系统中用作动态系统建模，充当对象模型。

（2）在回馈控制系统中直接充当控制器。

（3）在传统控制系统中起优化计算作用。

（4）与其他智能控制方法如模糊逻辑、遗传算法和专家控制等相融合。

图 12.6-12 给出了一般回馈控制的原理图。其中图（b）采用神经网络 NN 代替图（a）中的控制器。从图（b）可知，系统结构和逆建模结构类似。如果神经网络是多层前向网络，采用 BP 算法，当用训练误差信号来调整神经网络中的连接权值而使误差趋向于零时，即是网络的学习算法实现被控对象求逆模型的过程。可以说，被控对象或过程的模型求逆过程就是神经网络实现直接控制的基本思想。

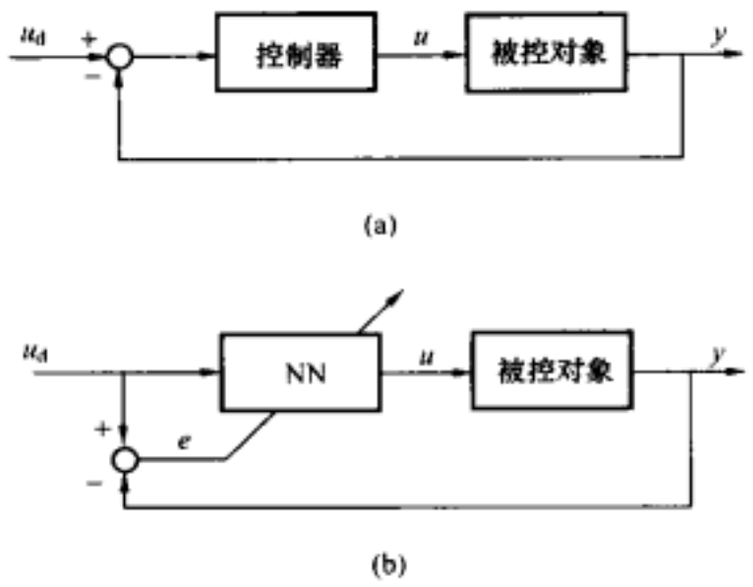


图 12.6-12　回馈控制与神经控制
（a）回馈控制；（b）神经控制

5　智能控制实例

5.1　STATCOM 学习控制

在线路上加装静止无功发生器（STATCOM 或 ASVG）可以有效地阻尼区域振荡，而且在一定程度上能抑制区域内的振荡。由于电力系统的网络结构和运行状态的不确定性，往往会导致在一种情况下适合的参数在另一种情况下就不适合。迭代学习控制（ILC）方法的主要优点是不依赖于详细模型，因此对系统的各种运行状态具有很好的适应性，并可自动消除负阻尼的出现。

5.1.1　STATCOM 模型

图 12.6-13 为一个中点接有 STATCOM 的单机无穷大系统的等值电路图。

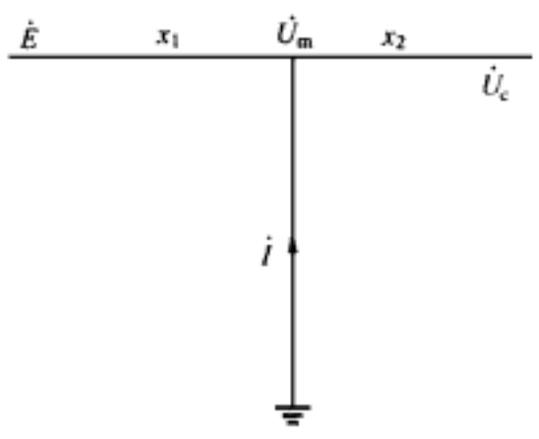


图 12.6-13　等值电路图

为简化分析，作如下假设：①发电机采用经典二阶模型；②发电机输入机械功率 P_m 恒定；③STATCOM 等效为可控电流源；④忽略发电机、变压器和线路的电阻。因此对接入点按基尔霍夫电流定律可写出电压、电流之间的向量关系方程

$$\frac{\dot{E}-\dot{U}_m}{jx_1}+\dot{I}+\frac{\dot{U}_c-\dot{U}_m}{jx_2}=0 \qquad (12.6\text{-}8)$$

对 STATCOM 来说

$$\dot{I}=jI\frac{\dot{U}_m}{U_m} \qquad (12.6\text{-}9)$$

式中：I 为无功电流有效值。

发电机电磁功率为

$$P_e=\mathrm{Re}\left[\frac{\dot{E}\dot{U}_m}{jx_1}\right]$$

$$=\mathrm{Re}\left[\frac{\dot{E}\dot{U}_c x_1}{jx_1\left(x_1+x_2+\dfrac{I}{U_m}x_1x_2\right)}\right]$$

$$= \frac{EU_c \sin\delta}{x_1 + x_2 + \frac{I}{U_m} x_1 x_2} \tag{12.6-10}$$

式中：δ 为发电机相对于无穷大母线的功角；E 为发电机瞬时电动势；U_c 为无穷大母线电压；I 为 STATCOM 注入系统无功电流，以吸收无功为正方向。

从式（12.6-10）可以看出，通过调节 I 的大小、正负，就可以影响功率，达到阻尼振荡的目的。发电机方程为

$$\begin{cases} \dot{\delta} = \omega_0(\omega - 1) \\ \dot{\omega} = \dfrac{1}{2H}(P_m - P_e) \end{cases} \tag{12.6-11}$$

式中：ω 为发电机转子角速度；$2H$ 为发电机惯性时间常数。

对于实际系统，STATCOM 可控容量范围内有 $x_1 x_2 I/((x_1 + x_2)U_m) \ll 1$（装置容量比短路容量小得多），因此近似地有

$$\dot{\omega} = \frac{1}{2H}\left[P_m - \frac{EU_c \sin\delta}{x_1 + x_2} + \frac{EU_c x_1 x_2 \sin\delta}{(x_1 + x_2)^2 U_m} I\right] \tag{12.6-12}$$

5.1.2 STATCOM 学习控制器设计

定义 $e_k(t) = y_d(t) - y_k(t)$，其中 $y_d(t)$ 和 $y_k(t)$ 分别是期望输出值和实际输出值。对于阻尼系统振荡而言，控制目标为 $y_d(t) = 0$。学习因子 $D_c(t)$ 取定值，在下面称其为 β_0。控制器算法采用

$$u_{k+1} = \alpha u_k - \beta v \tag{12.6-13}$$

式中：u_{k+1} 和 u_k 分别为当前学习（振荡）周期和前一学习（振荡）周期对应采样时刻的控制器输出信号，即 STATCOM 无功电流输出 I；α 为衰减因子，其作用是当振荡已经衰减消失时，使 ILC 的控制输出也相应衰减到零。

ILC 本为一跟踪问题，无需衰减因子。但由于电力系统抑制振荡是一个目标趋零问题，相应地控制器输出也应趋零，因此用 ILC 算法实现对电力系统控制时应根据需要作相应改进。对图 12.6-14 所示的系统，$C_s = 1$，$B_s = EU_c x_1 x_2 \sin\delta/[2H(x_1 + x_2)^2 U_m]$，可得收敛条件为

$$\left|1 - \frac{EU_c x_1 x_2 \sin\delta}{2H(x_1 + x_2)^2 U_m}\beta\right| < 1 \tag{12.6-14}$$

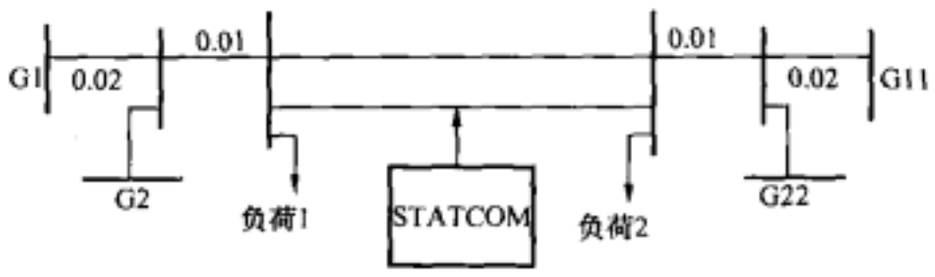


图 12.6-14 四机系统图

当 $\sin\delta > 0$ 时，β 取一适当的正值；当 $\sin\delta < 0$ 时，β 取一适当的负值。

5.2 SMES 模糊控制

装设在输电线路中间 SMES（超导储能装置）如果在恰当的控制策略作用下，可以显著提高系统的瞬时稳定裕度，从而使得系统的运行可以尽量接近热极限。

5.2.1 SMES 系统模型

装有 AVR 和 GOV 的 6 阶发电机模型为

$$\begin{aligned}
\dot{\delta}_i &= \omega_i \\
\dot{\omega}_i &= \frac{1}{M_i}(P_{mi} - P_{ei}) \\
\dot{e}'_{di} &= \frac{1}{T'_{q0i}}[e'_{di} + (x'_{qi} - x_{qi})i_{qi}] \\
\dot{e}'_{qi} &= \frac{1}{T'_{d0i}}[-e'_{qi} + e_{fi} - (x'_{di} - x_{di})i_{di}] \\
\dot{e}_{fi} &= \frac{1}{T_{ei}}[-e_{fi} + e_{f0i} + k_{ei}(U_{ref} - U_i)] \\
&\quad \begin{cases} \text{if} \quad e_{fi} > E_{fimax}, \text{ then} \quad e_{fi} = E_{fimax} \\ \text{if} \quad e_{fi} < E_{fimin}, \text{ then} \quad e_{fi} = E_{fimin} \end{cases} \\
\dot{P}_{mi} &= \frac{1}{T_{gi}}\left[-P_{mi} + P_{mref} + \frac{k_{gi}}{\omega_s}(\omega_{ref} - \omega_i)\right] \\
&\quad \begin{cases} \text{if} \quad P_{mi} > P_{mimax}, \text{ then} \quad P_{mi} = P_{mimax} \\ \text{if} \quad P_{mi} < P_{mimin}, \text{ then} \quad P_{mi} = P_{mimin} \end{cases}
\end{aligned} \tag{12.6-15}$$

代数方程为

$$\begin{aligned}
i_{di} &= G_{ii}e'_{di} + B_{ii}e'_{qi} + \sum_{j=1(\neq i)}^{n} e'_{dj}(G_{ij}\cos\delta_{ij} + B_{ij}\sin\delta_{ij}) + \\
&\quad e'_{qj}(B_{ij}\cos\delta_{ij} - G_{ij}\sin\delta_{ij}) \\
i_{qi} &= G_{ii}e'_{qi} - B_{ii}e'_{di} + \sum_{j=1(\neq i)}^{n} e'_{qj}(G_{ij}\cos\delta_{ij} + B_{ij}\sin\delta_{ij}) \\
&\quad - e'_{dj}(B_{ij}\cos\delta_{ij} - G_{ij}\sin\delta_{ij}) \\
U_{di} &= e'_{di} - r_i i_{di} - x'_{qi} i_{qi} \\
U_{qi} &= e'_{qi} - r_i i_{qi} + x'_{di} i_{di} \\
U_i &= \sqrt{(U_{di}^2 + U_{qi}^2)} \\
P_{ei} &= e'_{di} i_{di} + e'_{qi} i_{qi} + (x'_{di} - x'_{qi}) i_{di} i_{qi}
\end{aligned} \tag{12.6-16}$$

超导储能装置（Super-conducting Magnetic Energy Storage，SMES）的结构如图 12.6-15 所示。

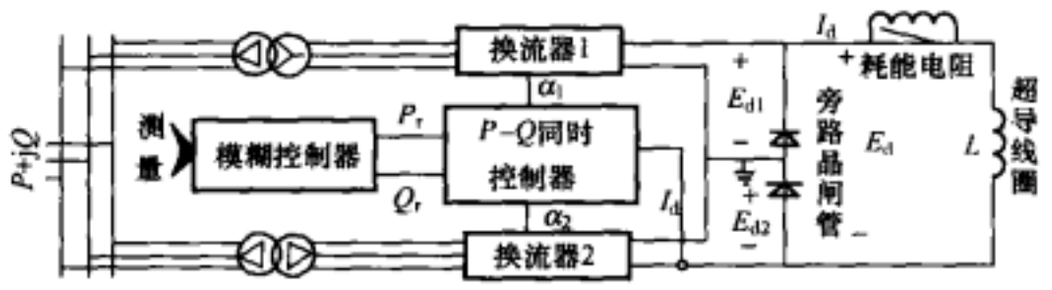


图 12.6-15 超导储能（SMES）装置结构图

超导线圈 L 通过换流器 1、换流器 2、变压器 T1 和变压器 T2 接入输电系统。触发角 α_1 和 α_2 由 P-Q 同时控制器（P-Q simultaneous controller）根据所需的有功和无功给出。在空闲阶段（Free-wheeling state），P-Q 同时控制器调节超导线圈的电流，为能量交换做好准备。旁路晶闸管给换流器失败时的 I_d 提供了通路。直流断路器（DC Breaker）在换流失败时允许 I_d 通过耗能电阻（Energy Dump Resister）。而给定值 $P_r(t)$ 和 $Q_r(t)$ 是由模糊控制器输出的。这里 SMES 可由一个可变的导纳 $Y_{SMES}(t)$ 描述

$$Y_{SMES}(t) = G_{SMES}(t) + jB_{SMES}(t) \tag{12.6-17}$$

式中：$G_{SMES}(t)$ 和 $B_{SMES}(t)$ 是电导和电纳，它们分别对应着有功和无功。

为了简单起见，将该导纳重写为

$$Y_{SMES}(t) = \frac{1}{|Z_{th}|}[u_P(t) + ju_Q(t)] \tag{12.6-18}$$

式中：$|Z_{th}|$ 是 SMES 所在母线处的系统戴维南等值阻抗；$u_P(t)$ 和 $u_Q(t)$ 是分别对应着有功和无功的控制函数。这些控制函数受到下式的限制

$$u_P^2(t) + ju_Q^2(t) \leqslant \sigma_{MAX}^2 \tag{12.6-19}$$

式中：σ_{MAX} 取决于瞬时过程之前超导线圈上的直流电流。

但是，上述模型在换流器达到限值时不够精确。考虑消

去系统节点导纳阵中的发电机机端节点和负荷节点，则有

$$\begin{bmatrix}\tilde{I}_G\\0\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}Y_{GG} & Y_{Gk}\\Y_{kG} & Y_{kk}+Y_{SMES}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}E_G\\U_k\end{bmatrix} \quad (12.6\text{-}20)$$

式中：G 和 k 分别代表发电机的内节点和 SMES 节点。

进一步，消去 SMES 节点后，得到

$$Y_G = Y_{GG} - Y_{Gk}\left[Y_{kk}+Y_{SMES}\right]^{-1}Y_{kG} \quad (12.6\text{-}21)$$

Y_G 中的元素可以直接作为 G_{ij} 和 B_{ij} 用于代数方程（12.6-17）。

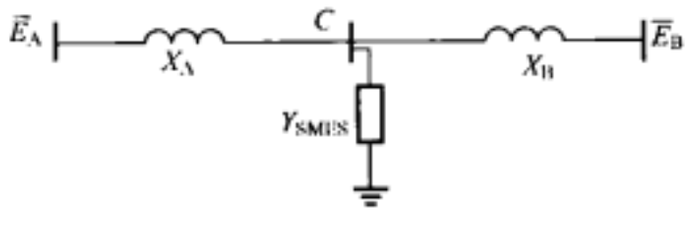


图 12.6-16　装有 SMES 的输电线路

图 12.6-16 给出了 SMES 装置在线路 X_A 和 X_B 中间的情形。在节点 A 和 B 之间的功率传输为

$$P(\theta)=\left[\frac{E_A^2}{x_A}+\frac{E_AE_B}{x_A+x_B}\cos\theta\right]u_P(t)+\left[\frac{E_AE_B}{x_A+x_B}\sin\theta\right]\left[1+u_Q(t)\right] \quad (12.6\text{-}22)$$

式中：θ 是 E_A 和 E_B 之间的角度差。

5.2.2　SMES 的模糊控制

模糊控制器设计主要涉及输入和隶属函数的建立以及设计规则的确定。一般选择线路的功角 θ 及其变化率 ω 作为输入信号，这是因为线路功角变化率揭示了系统轨迹和变化方向的信息，对控制器的设计十分有用。模糊控制器具体设计步骤如下：

第 1 步：建立模糊控制器输入信号的隶属函数，如图 12.6-17、图 12.6-18 所示。

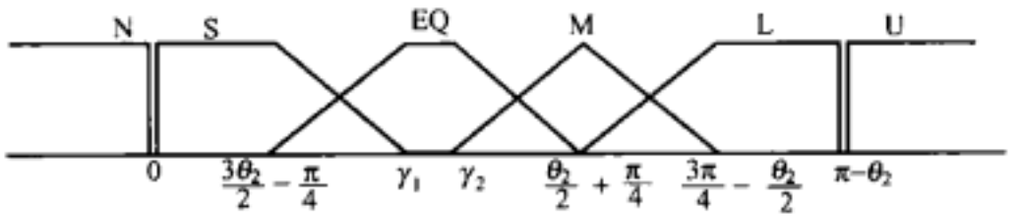


图 12.6-17　线路功角 θ 的模糊隶属函数

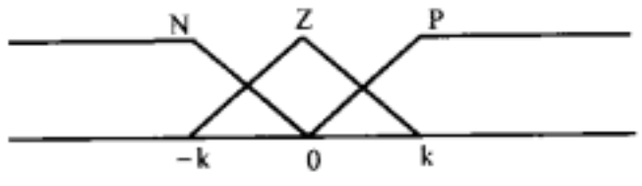


图 12.6-18　线路功角变化率 ω 的模糊隶属函数

在图 12.6-17 中，$[\gamma_1,\gamma_2]$ 之间的区域包含了线路功角的稳态值。功角变数被定量为 6 个语义学数值（Linguistic Values）：N—负，S—小，EQ—平衡点，M—中等，L—大，U—不稳定。功角变化率变量被分为 N—负，Z—零，P—正。

第 2 步：建立模糊控制器的隶属函数。

图 12.6-19 给出了 u_P 和 u_Q 的隶属函数，NL—负大，NS—负小，ZE—零，PS —正小，PL —正大。这些部分的界限都正比于式（12.6-16）中 SMES 电流极限的幅值。

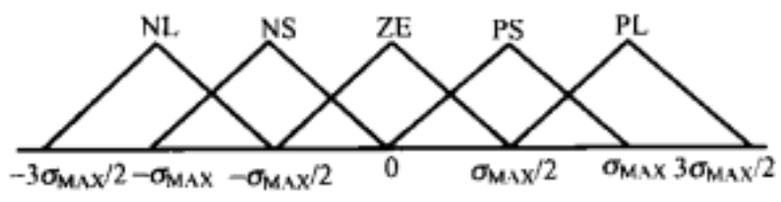


图 12.6-19　u_P 和 u_Q 的模糊隶属函数

第 3 步：给出决策表形式的模糊控制律。

表 12.6-1 中的每个元素代表语言学形式的 u_P/u_Q 输出。质心去模糊化（Centroid Defuzzification）被用于计算模糊控制器的输出数值，当然它要受到式（12.6-16）的约束。

表 12.6-1　　SMES 的控制决策表

ω/θ	N	S	EQ	M	L	U
N	NL/PL	NL/NS	NL/NS	NL/ZE	NL/PS	NL/PS
Z	NL/PL	NL/PS	ZE/ZE	PS/PS	PS/ZE	NS/NL
P	ZE/PL	PL/PL	PL/PS	PS/PS	PL/ZE	ZE/NL

第 7 章 其他先进控制

1 概述

随着控制理论和应用研究的日益活跃，它所包含的内容也越来越丰富。前述章节已经介绍了基于频域的经典控制、基于时域的现代控制即线性与非线性最优控制、基于不确定性的鲁棒控制，以及智能控制等诸多方面的内容，但它们还不能代表控制领域的全貌。因此，特设本章介绍在工程应用或理论研究中有着重要作用的其他先进控制理论与方法，以飨读者。

2 变结构控制及应用

变结构控制（Variable Sstructure Control）是控制系统的一种非线性综合方法。其基本原理是：当系统状态变 x 的某个函数 $s(x)$ 大于零时，控制 u 取为 $u=u^+(x)$；而当 $s(x)$ 小于零时，控制 u 取为 $u=u^-(x)$，$u^-(x)\neq u^+(x)$。这里 $s(x)$ 称为切换函数。在变结构控制系统中，由于描述系统运动的微分方程的右端函数在切换面 $\varphi\triangleq\{x\in\mathcal{R}^n : s(x)=0\}$ 上是不连续的，所以变结构控制是一种不连续控制，这里 $\mathcal{R}^n$ 表示系统的状态空间。在变结构控制系统中，无论系统的初始状态如何，系统将在有限时间内到达并维持在切换面上运动，且逐渐向原点趋近，这种运动称为滑动模态。滑动模态是变结构控制系统的特征，因此变结构控制又称为滑模控制。变结构控制系统的突出优点是其滑动模态对一类干扰及参数摄动具有不变性(完全自适应)，其突出缺点是可能出现抖振。变结构控制系统的设计包括以下两方面：

(1)设计切换函数，使得相应的滑动模态具有所期望的品质，如渐近稳定、二次性能指标最优等。

(2)设计变结构控制器，使得系统自任意初始状态出发，总能在有限时间内到达并维持在切换面上运动。

变结构控制目前已应用于系统的镇定、运动跟踪、模型跟踪、自适应控制和状态观测等方面，并被推广到离散系统、非线性系统、时滞系统、分布参数系统、不确定系统、随机系统和模糊系统等中。变结构控制方法在实际系统中也得到广泛应用，如飞机控制、卫星姿态控制、机器人控制、电机控制、电力系统控制和柔性空间结构控制等。

2.1 切换面及切换函数的设计

2.1.1 切换面设计

设 $s(x)$ 为一变结构控制系统的切换函数，则切换面定义为

$$\varphi=\{x\in\mathcal{R}^n : s(x)=0\} \tag{12.7-1}$$

此处 $\mathcal{R}^n$ 为系统的状态空间，当 s 为 x 的线性函数时，切换面是 $\mathcal{R}^n$ 中的一个超平面。若 s 是 m 维向量，则切换面共有 m 个。

在变结构控制系统中，描述系统运动的微分方程的右端函数在切换面上是不连续的，因而不能用经典的微分方程理论来描述系统的运动。目前处理这一问题的主要方法有广义动态系统理论、Filippov 理论、相坐标法和等价控制方法。

上述方法中广义动态系统和 Filippov 理论适用于一般的右端不连续微分方程，而相坐标和等价控制方法则只适用于具有活动模态的变结构控制系统。

2.1.2 线性系统切换函数的设计

考虑线性控制系统

$$\dot{x}=Ax+Bu, x\in\mathcal{R}^n, u\in\mathcal{R}^m \tag{12.7-2}$$

的变结构控制问题。其切换函数设计的主要方法有：

(1)简约型法。通过坐标变换将系统(12.7-2)转化为

$$\begin{cases}\dot{x}_1=A_{11}x_1+A_{12}x_2\\ \dot{x}_2=A_{21}x_1+A_{22}x_2+B_2u\end{cases} \tag{12.7-3}$$

取切换函数 $s=C_1x_1+C_2x_2$，在 C_2 可逆的情况下，系统(12.7-3)的滑动模态方程为

$$\begin{cases}\dot{x}_1=(A_{11}-A_{12}C_2^{-1}C_1)x_1\\ \dot{x}_2=-C_2^{-1}C_1x_1\end{cases} \tag{12.7-4}$$

可以证明，当(A, B)能控时，(A_{11}, A_{12})亦能控，因而滑动模态的动力学部分可以通过线性系统理论中极点配置、二次性能指标最优等方法解决，进一步可确定切换函数中 C_1 和 C_2 的值。

(2)运动分解方法。对系统(12.7-2)作状态变换

$$\begin{cases}x_1=z\\ x_2=C_2^{-1}s-C_2^{-1}C_1z\end{cases} \tag{12.7-5}$$

则系统(12.7-2)化为

$$\begin{aligned}\dot{z}&=(A_{11}-A_{12}C_2^{-1}C_1)z+A_{12}C_2^{-1}s\\ \dot{s}&=[(C_1A_{11}+C_2A_{21})-(C_1A_{12}+C_2A_{22})C_2^{-1}C_1]z+\\ &\quad(C_1A_{12}+C_2A_{22})C_2^{-1}s+C_2B_2u\end{aligned} \tag{12.7-6}$$

于是，系统的运动可以由两部分变量来表征：其一是由上述滑动运动的状态变量 z，其二是描述到达过程的状态变量 s，系统模态方程为

$$\dot{z}=(A_{11}-A_{12}C_2^{-1}C_1)z \tag{12.7-7}$$

上述系统的稳定性或其他性能指标可用线性系统的经典方法来解决。

2.1.3 非线性系统切换函数的设计

考虑仿射非线性系统

$$\dot{x}=f(x)+g(x)u, x\in\mathcal{R}^n, u\in\mathcal{R}^m \tag{12.7-8}$$

其切换函数的设计主要有以下几种方法：

(1)简约型法。把系统(12.7-8)变换为如下简约型

$$\begin{cases}\dot{x}_1=A_1(x)=A_1(x_1, x_2)\\ \dot{x}_2=A_2(x)+B_2(x)u\end{cases} \tag{12.7-9}$$

式中：$x_1\in\mathcal{R}^{n-m}$，$x_2\in\mathcal{R}^m$，$x=[x_1^{\mathrm{T}}, x_2^{\mathrm{T}}]^{\mathrm{T}}$。

如果存在函数 $x_2=\omega(x_1)\in\mathcal{R}^m$，使得子系统

$$\dot{x}_1=A_1(x_1, \omega(x_1)) \tag{12.7-10}$$

渐近稳定，这时系统(12.7-8)的切换函数可取为

$$s(x)=x_2-\omega(x_1) \tag{12.7-11}$$

(2)用相变量表示的正则型法。如果系统(12.7-8)可化为如下相变量正则型

$$\begin{cases}\dot{x}_{i,j}=x_{i,j+1} & (i=1,\ 2,\ \cdots,\ m;\ j=1,\ 2,\ \cdots,\ n_i-1)\\ \dot{x}_{i,n_i}=\alpha_i(x)+\beta_i(x)u_i & (i=1,\ 2,\ \cdots,\ m)\end{cases} \tag{12.7-12}$$

其中 $\sum_{i=1}^{m} n_i = n$。此时系统(12.7-8)的切换函数可取为

$$s_i(x) = C_{i,1}x_{i,1} + \cdots + C_{i,n_i-1}x_{i,n_i-1} + x_{i,n_i} \quad (i = 1,2,\cdots,m) \tag{12.7-13}$$

式中：$\lambda^{n_i-1} + C_{i,n_i-1}\lambda^{n_i-2} + \cdots + C_{i,2}\lambda + C_{i,1}$ 为稳定多项式。

(3) 正则型法。若系统(12.7-8)能化为如下正则型

$$\begin{cases}\dot{z}_{i,j} = z_{i,j+1} & (i = 1,2,\cdots,m; j = 1,2,\cdots,r_i - 1)\\ \dot{z}_{i,r_i} = \alpha_i(z,\eta) + \sum_{k=1}^{m}\beta_{ik}(z,\eta)u_k & (i = 1,2,\cdots,m)\\ \dot{\eta} = \gamma(z,\eta)\end{cases} \tag{12.7-14}$$

式中：$z = [z_{1,1},\cdots,z_{1,r_1},\cdots,z_{m,1},\cdots,z_{m,r_m}]^{\mathrm{T}} \in \mathscr{R}^r$，$r = \sum_{i=1}^{m} r_i$，$\eta \in \mathscr{R}^{n-r}$。

如果 $\dot{\eta} = \gamma(0,\eta)$ 是渐近稳定的，则系统(12.7-8)的切换函数可取为

$$s_i = C_{i,1}z_{i,1} + \cdots + C_{i,r_i-1}z_{i,r_i-1} + z_{i,r_i} \quad (i = 1,2,\cdots,m) \tag{12.7-15}$$

式中：$\lambda^{r_i-1} + C_{i,r_i-1}\lambda^{r_i-2} + \cdots + C_{i,2}\lambda + C_{i,1}$ 为稳定多项式。

2.2　滑动模态的到达及切换

考虑如下系统

$$\dot{x} = f(x,t), x \in \mathscr{R}^n \tag{12.7-16}$$

对于 $\mathscr{R}^n$ 中的一个子集 M，如果 $\forall x(t_0) \in M$，总有 $x(t) \in M, t \geqslant t_0$，则称 M 为系统的不变集，又称系统在 M 上的运动为不变运动。变结构控制系统在切换面上的不变运动称为滑动模态(滑动运动)。设多变量变结构控制系统的切换函数为

$$s(x) = [s_1(x), s_2(x), \cdots, s_m(x)]^{\mathrm{T}} \tag{12.7-17}$$

令 $\varphi_i = \{x \in \mathscr{R}^n : s_i(x) = 0\}$，滑动模态的可能类型有：

(1) 在 $\varphi_i (i = 1,2,\cdots,m)$ 上的滑动运动；

(2) 在 $\varphi_i \cap \varphi_j (i,j = 1,2,\cdots,m, i \neq j)$ 上的滑动运动；

……

(M) 在 $\varphi_0 = \varphi_1 \cap \varphi_2 \cap \cdots \cap \varphi_m$ 上的滑动运动。

2.2.1　滑动模态的到达条件和趋近律

变结构控制中保证系统状态在有限时间内运动到滑动模态的条件称为到达条件，其数学描述为：

(1) 设计 $u = u^+(x)$，使得当 $s_i < 0$ 时，$\dot{s}_i > 0$，$\lim\limits_{s_i \to 0^+} \dot{s}_i < 0$；当 $s_i > 0$ 时，$\dot{s}_i < 0$，$\lim\limits_{s_i \to 0^-} s_i > 0$。

(2) 令 $V = s^{\mathrm{T}}s/2$。设计 $u = u^{\pm}(x)$，使得

$$V = s^{\mathrm{T}}\dot{s} < 0, \text{且} \lim_{\|s\| \to 0} V < 0 \tag{12.7-18}$$

对于单变量控制系统，通过上述条件设计变结构控制器并不难。但对多变量控制系统，由于上述条件为 $2m$ 个(m 为 s 的维数)条件不等式，由此来设计 $u^{\pm}(x)$ 是非常困难的，克服这一困难的方法是采用趋近律。趋近律是一种等式形式的到达条件，一般的趋近律为

$$\dot{s} = -\varepsilon \mathrm{sgn}\, s - f(s) \tag{12.7-19}$$

式中：$\varepsilon = \mathrm{diag}\{\varepsilon_1, \varepsilon_2, \cdots, \varepsilon_m\}$ $(\varepsilon_i > 0)$；$\mathrm{sgn}s = [\mathrm{sgn}s_1, \mathrm{sgn}s_2, \cdots, \mathrm{sgn}s_m]^{\mathrm{T}}$，$f(s) \in \mathscr{R}^m$ 满足 $f(0) = 0$；当 $s \neq 0$ 时，$s^{\mathrm{T}}f(s) > 0$。

通过趋近律求解变结构控制器问题便可将求解 $2m$ 个条件不等式问题简化为求解 m 个代数方程问题，大大方便了控制器的设计。这一点对于一些复杂的变结构控制系统，如非线性系统、时滞系统等显得尤为重要。变结构控制系统在达到滑动模态之前的运动称为到达过程。通过选择趋近律中的参数可以保证到达过程的质量并减弱变结构系统中的抖振现象。

2.2.2　切换模式

令各切换面

$$\varphi_i = \{x \in \mathscr{R}^n : s_i(x) = 0\} (i = 1,2,\cdots,m; m \geqslant 2) \tag{12.7-20}$$

则系统的滑动面可以表示为 $\varphi = \varphi_1 \cap \varphi_2 \cap \cdots \cap \varphi_m$。常见的切换模式有：

(1)固定递阶切换模式。这种切换模式按照预先规定的顺序把系统依次驱动到相应的切换面上，例如按如下顺序

$$x(t_0) \to \varphi_1 \to \varphi_1 \cap \varphi_2 \to \varphi_1 \cap \varphi_2 \cap \cdots \cap \varphi_m = \varphi \tag{12.7-21}$$

即使系统的状态在到达 φ_1 之前先达到 φ_2，也仍然有可能离开 φ_2 而趋向 φ_1，并在 φ_1 上滑动，而后才在 $\varphi_1 \cap \varphi_2$ 上滑动。

(2)自由切换模式。这种切换模式同时启动所有的控制变量，使系统向各个切换面运动，到达后就在该切换面上滑动，直到最后到达并维持在 φ 上运动。至于系统首先达到哪个切换面并在其上滑动，完全由系统运动的自然趋势所决定。

(3)最终滑动模态切换模式。这种切换模式只要求系统的状态最终到达滑动面 φ，并不关心在各个切换面 φ_1，φ_2，…，φ_m 上是否有滑动运动。

2.3　变结构控制器的设计

2.3.1　线性系统变结构控制的设计

考虑线性系统 $\dot{x} = Ax + Bu$，其变结构控制器的设计步骤如下：

第 1 步：运动分解。

将上述系统变换为

$$\begin{cases}\dot{x}_1 = A_1 x\\ \dot{x}_2 = A_2 x + B_2 u\end{cases} \tag{12.7-22}$$

式中：$x = [x_1^{\mathrm{T}}, x_2^{\mathrm{T}}]^{\mathrm{T}}$。

第 2 步：确定切换函数 $s = C_1x_1 + C_2x_2$ 使得相应的滑动模态渐近稳定。

第 3 步：利用到达条件设计变结构控制律。

例如可用趋近律求解变结构控制器，即

$$u = -(C_2B_2)^{-1}[C_1A_1x + C_2A_2x + \varepsilon \mathrm{sgn}s + f(s)] \tag{12.7-23}$$

其中 C 的设计应保证 C_2B_2 非奇异。

2.3.2　非线性系统变结构控制的设计

考虑仿射非线性系统 $\dot{x} = A(x) + B(x)u$，其变结构控制器的设计步骤如下：

第 1 步：运动分解。

将上述系统变换为

$$\begin{cases}\dot{x}_1 = A_1(x)\\ \dot{x}_2 = A_2(x) + B_2(x)u\end{cases} \tag{12.7-24}$$

第 2 步：确定切换函数 $s = C(x)$ 使得相应的滑动模态渐近稳定。

第 3 步：利用到达条件设计变结构控制律，即

$$u=-\left[\frac{\partial C}{\partial x_2}B_2(x)\right]^{-1}\left[\frac{\partial C}{\partial x_1}A_1(x)+\frac{\partial C}{\partial x_2}A_2(x)+\varepsilon\operatorname{sgn}s+f(s)\right] \tag{12.7-25}$$

其中 C 的设计应保证 $\frac{\partial C}{\partial x_2}B_2(x)$ 非奇异。

2.3.3 抖振

在变结构系统中，由于开关器件(如继电器)的时滞及回滞等特性，以及执行机构的时延及惯性等实际因素的影响，系统的状态到达切换面后，将无法保持在其上作滑动运动，而是在切换面附近作高频来回穿越运动，这种现象称为抖振。

抖振现象是不连续控制系统中普遍存在的现象，它是一种高频振荡，有可能激励起实际系统中未建模的高频运动成分，这一般不是所期望的，因而削弱抖振是变结构系统的一个重要课题。

削弱抖振的基本方法是对控制进行连续化，如用饱和函数 sat s 代替符号函数 sgn s，或减小控制器在切换面附近的跳变幅度。调节趋近律中的参数也是减小抖振的一个有效措施。

2.4 变结构控制实例

2.4.1 感应电机模型

下面给出一个应用变结构控制实现感应电机转矩控制的例子，其中控制目标是使得感应电机输出的转矩与控制变量成线性关系，并且对不确定性有较高的鲁棒性。

感应电机的模型可以表示如下

$$\begin{cases}\dot{\boldsymbol{x}}=\boldsymbol{f}(x)+\boldsymbol{g}_1u_{\mathrm{ds}}+\boldsymbol{g}_2u_{\mathrm{qs}}\\ y_1=h_1(x)\\ y_2=h_2(x)\end{cases} \tag{12.7-26}$$

其中，$\boldsymbol{x}=[i_{\mathrm{ds}}\quad i_{\mathrm{qs}}\quad \psi_{\mathrm{dr}}\quad \psi_{\mathrm{qr}}]^{\mathrm{T}}$

$$\boldsymbol{f}(x)=\begin{bmatrix}-\left(\frac{R_{\mathrm{s}}}{L_\sigma}+\frac{R_{\mathrm{r}}L_{\mathrm{m}}^2}{L_{\mathrm{r}}^2L_\sigma}\right)i_{\mathrm{ds}}+\frac{R_{\mathrm{r}}L_{\mathrm{m}}}{L_{\mathrm{r}}^2L_\sigma}\psi_{\mathrm{dr}}+\frac{\omega_{\mathrm{r}}L_{\mathrm{m}}}{L_{\mathrm{r}}L_\sigma}\psi_{\mathrm{qr}}\\ -\left(\frac{R_{\mathrm{s}}}{L_\sigma}+\frac{R_{\mathrm{r}}L_{\mathrm{m}}^2}{L_{\mathrm{r}}^2L_\sigma}\right)i_{\mathrm{qs}}-\frac{\omega_{\mathrm{r}}L_{\mathrm{m}}}{L_{\mathrm{r}}L_\sigma}\psi_{\mathrm{dr}}+\frac{R_{\mathrm{r}}L_{\mathrm{m}}}{L_{\mathrm{r}}^2L_\sigma}\psi_{\mathrm{qr}}\\ \frac{R_{\mathrm{r}}L_{\mathrm{m}}}{L_{\mathrm{r}}}i_{\mathrm{ds}}-\frac{R_{\mathrm{r}}}{L_{\mathrm{r}}}\psi_{\mathrm{dr}}-\omega_{\mathrm{r}}\psi_{\mathrm{qr}}\\ \frac{R_{\mathrm{r}}L_{\mathrm{m}}}{L_{\mathrm{r}}}i_{\mathrm{qs}}+\omega_{\mathrm{r}}\psi_{\mathrm{dr}}-\frac{R_{\mathrm{r}}}{L_{\mathrm{r}}}\psi_{\mathrm{qr}}\end{bmatrix},$$

$$\boldsymbol{g}_1=\begin{bmatrix}\frac{1}{L_\sigma}\\0\\0\\0\end{bmatrix},\ \boldsymbol{g}_2=\begin{bmatrix}0\\\frac{1}{L_\sigma}\\0\\0\end{bmatrix}^{\mathrm{T}}$$

$$h_1(x)=T_{\mathrm{e}}=\frac{P}{2}\frac{L_{\mathrm{m}}}{L_{\mathrm{r}}}(\psi_{\mathrm{dr}}i_{\mathrm{qs}}-\psi_{\mathrm{qr}}i_{\mathrm{ds}}),\ h_2(x)=\psi_{\mathrm{dr}}^2+\psi_{\mathrm{qr}}^2 \tag{12.7-27}$$

2.4.2 控制律设计

定义坐标变换

$$\begin{aligned}z_1&=h_2(x)\\ z_2&=L_{\mathrm{f}}h_2(x)\\ z_3&=h_1(x)\end{aligned} \tag{12.7-28}$$

和新的控制输入

$$\begin{bmatrix}\hat{u}_{\mathrm{ds}}\\\hat{u}_{\mathrm{qs}}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}L_{\mathrm{g1}}L_{\mathrm{f}}h_2(x)u_{\mathrm{ds}}+L_{\mathrm{g2}}L_{\mathrm{f}}h_2(x)u_{\mathrm{qs}}\\L_{\mathrm{g1}}h_1(x)u_{\mathrm{ds}}+L_{\mathrm{g2}}h_1(x)u_{\mathrm{qs}}\end{bmatrix} \tag{12.7-29}$$

则在它们的作用下，感应电机的动态模型转化为

$$\begin{bmatrix}\dot{z}_1\\\dot{z}_2\\\dot{z}_3\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}z_2\\L_{\mathrm{f}}^2h_2(x)\\L_{\mathrm{f}}h_1(x)\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}0&0\\1&0\\0&1\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\hat{u}_{\mathrm{ds}}\\\hat{u}_{\mathrm{qs}}\end{bmatrix}. \tag{12.7-30}$$

设参考基本模型为

$$\dot{z}_{\mathrm{m}}=A_{\mathrm{m}}z_{\mathrm{m}}+B_{\mathrm{m}}u_{\mathrm{ref}}$$

$$\begin{bmatrix}\dot{z}_{\mathrm{m1}}\\\dot{z}_{\mathrm{m2}}\\\dot{z}_{\mathrm{m3}}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}0&1&0\\-a_{\mathrm{m1}}&-a_{\mathrm{m2}}&0\\0&0&-a_{\mathrm{m3}}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}z_{\mathrm{m1}}\\z_{\mathrm{m2}}\\z_{\mathrm{m3}}\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}0&0\\a_{\mathrm{m1}}&0\\0&a_{\mathrm{m3}}\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\psi_{\mathrm{r}}^{*2}\\T_{\mathrm{e}}^*\end{bmatrix} \tag{12.7-31}$$

式中：a_{m1}，a_{m2}，a_{m3} 是设定的正常数。

于是，得到跟踪误差模型动态

$$e_z=[z_1-z_{\mathrm{m1}},z_2-z_{\mathrm{m2}},z_3-z_{\mathrm{m3}}]^{\mathrm{T}}=[e_{z1},e_{z2},e_{z3}]^{\mathrm{T}} \tag{12.7-32}$$

$$\dot{e}_z=\boldsymbol{A}(x)+\boldsymbol{B}(x)\overline{\boldsymbol{U}} \tag{12.7-33}$$

其中

$$\boldsymbol{A}(x)=\begin{bmatrix}e_{z2}\\L_{\mathrm{f}}^2h_2(x)\\L_{\mathrm{f}}h_1(x)\end{bmatrix},\ \boldsymbol{B}(x)=\begin{bmatrix}0&0\\1&0\\0&1\end{bmatrix},$$

$$\overline{\boldsymbol{U}}=\begin{bmatrix}\overline{u}_{\mathrm{ds}}\\\overline{u}_{\mathrm{qs}}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\hat{u}_{\mathrm{ds}}+a_{\mathrm{m1}}z_{\mathrm{m1}}+a_{\mathrm{m2}}z_{\mathrm{m2}}-a_{\mathrm{m1}}\psi_{\mathrm{r}}^{*2}\\\hat{u}_{\mathrm{qs}}+a_{\mathrm{m3}}z_{\mathrm{m3}}-a_{\mathrm{m3}}T_{\mathrm{e}}^*\end{bmatrix}$$

设计切换函数为

$$\sigma=\boldsymbol{S}\boldsymbol{e}_z(x) \tag{12.7-34}$$

式中，$\boldsymbol{S}\in\mathcal{R}^{2\times3}$是一个线性常数矩阵，$\det(\boldsymbol{SB}(x))\neq0$。

设计滑动面的动态如下

$$\dot{\sigma}=\boldsymbol{S}\dot{\boldsymbol{e}}_z=\boldsymbol{SA}(x)+\boldsymbol{SB}\overline{\boldsymbol{U}}=-\boldsymbol{Q}\operatorname{sgn}(\sigma)-\boldsymbol{K}\sigma \tag{12.7-35}$$

式中：$\boldsymbol{Q}=\begin{bmatrix}q_1&0\\0&q_2\end{bmatrix}$；$\boldsymbol{K}=\begin{bmatrix}k_1&0\\0&k_2\end{bmatrix}$；$q_i,k_i>0\ (i=1,2)$。

最后可得感应电机变结构控制律为

$$\overline{U}=-(SB)^{-1}[SA(x)+Q\operatorname{sgn}(\sigma)+K\sigma] \tag{12.7-36}$$

该控制器可以保证受控系统能够满足滑动模态的到达条件，并可实现闭环系统对参数变化和外界干扰的强鲁棒性。

3 预测控制及应用

预测控制(Predictive Control)是一类特定的控制方法。它是利用预测模型和系统的历史数据、未来输入来预测系统的未来输出的控制，具体做法是通过某一性能指标在滚动的有限时间区间内进行优化得到回馈校正控制。状态方程、传递函数及稳定系统的阶跃响应、脉冲响应函数等都可以作为预测模型。滚动优化与传统的全局最优不同，滚动优化在每一时刻优化的性能指标只涉及从该时刻起到未来的某一有限时间，而到下一时刻，这一优化时间同时向前推移，不断地进行在线优化。每一时刻得到的一组未来控制动作，只用于本时刻的控制动作实现，到下一时刻重新预测优化出一组新的控制，也只是实现一个新的控制动作，而每步都是回馈校正。由于预测控制具有预见性，而滚动优化和回馈校正能够更好地适应实际系统，因而有很强的鲁棒性。

3.1　预测控制基本原理

一般来说，预测控制都建立在下述三项基本原理基础上。

（1）原理 1——预测模型。

预测控制是一种基于模型的控制算法，这一算法称为预测模型。预测模型的功能是根据对象的历史信息和未来输入预测其未来输出，这里只强调模型的功能而不强调其结构形式。因此，状态方程、传递函数这类传统的模型都可以作为预测模型。对于线性稳定系统，甚至阶跃响应、脉冲响应这类非参数模型，也可以直接作为预测模型使用。

预测模型具有展示系统未来动态行为的功能，这样，我们就可像在系统仿真时那样，任意地给出未来的控制策略，观察对象在不同控制策略下的输出变化，从而可准确比较分析这些控制策略的优劣。

（2）原理 2——滚动优化。

预测控制是一种优化控制算法，它是通过某一性能指标的最优来确定未来的控制作用的。这一性能指标涉及到系统未来的行为，例如，通常可取对象输出在未来的采样点上跟踪某一期望轨迹的方差最小，但也可取更广泛的形式。性能指标中涉及的系统未来的行为，是根据预测模型由未来的控制策略决定的。

需要强调的是，预测控制中的优化与传统意义下的离散最优控制有很大的差别。这主要表现在预测控制中的优化是一种有限时段的滚动优化。在每一采样时刻，优化性能指标只涉及到从该时刻起未来有限的时间，而到下一采样时刻，这一优化时段同样向前推移。因此，预测控制不是用一个全局相同的优化性能指标，而是在每一时刻有一个相对于该时刻的优化性能指标。总之，在预测控制中，优化不是一次离线进行，而是反复在线进行的，这就是滚动优化的含义，也是预测控制区别于传统最优控制的根本点。

（3）原理 3——回馈校正。

预测控制是一种死循环控制算法。在通过优化确定了一系列未来的控制作用后，为了防止模式失配或环境干扰引起控制对理想状态的偏离，预测控制通常不是把这些控制作用逐一全部实施，而只是实现本时刻的控制作用。到下一采样时刻，则首先检测对象的实际输出，并利用这一实时信息对基于模型的预测进行修正，然后再进行新的优化。

回馈校正的形式是多样的，可以在保持预测模型不变的基础上，对未来的误差作出预测并加以补偿，也可以根据在线辨识的原理直接修改预测模型。不论何种校正形式，预测控制都把优化建立在系统实际的基础上，并力图在优化时对系统未来的动态行为作出较准确的预测。因此，预测控制中的优化不仅基于模型，而且利用了回馈信息，因此构成了死循环优化。

针对单变量系统，在不考虑输入输出有约束时，预测控制主要有动态矩阵控制（DMC）、模型算法控制（MAC）和广义预测控制的三种基本设计方法。本节主要介绍广义预测控制方法。

3.2　广义预测控制

广义预测控制（GPC）是在自适应控制的研究中发展起来的另一类预测控制算法。通常自校正控制对数学模型的精度都有一定的要求，有些算法（如最小方差自校正调节器）对滞后十分灵敏，如果滞后估计不准或时变，控制精度将大大下降。另一些算法（如极点配置自校正调节器）则对系统的阶十分敏感，一旦阶数估计不准，算法将不能使用。

克拉克（Clarke）等人在保持最小方差自校正控制的模型预测、最小方差控制、在线辨识等原理的基础上，提出了广义预测控制算法，该算法由以下三部分构成。

3.2.1　建立预测模型

在 GPC 中，采用了最小方差控制中所用的受控自回归积分滑动平均（Controlled Auto-Regressive Integrated Moving Average，CARIMA）模型来描述受到随机干扰的系统，即

$$A(q^{-1})y(t)=B(q^{-1})u(t-1)+\frac{C(q^{-1})\xi(t)}{\Delta} \tag{12.7-37}$$

其中

$$A(q^{-1})=1+a_1q^{-1}+\cdots+a_nq^{-n};$$
$$B(q^{-1})=b_0+b_1q^{-1}+\cdots+b_{n_b}q^{-n_b};$$
$$C(q^{-1})=c_0+c_1q^{-1}+\cdots+c_{n_c}q^{-n_c}$$

式中：q^{-1}是后移操作，表示后退一个采样周期的相应量；$\Delta=1-q^{-1}$为差分操作数；$\xi(t)$是一个不相关的随机序列。

式（12.7-37）实际上是用 z 传递函数给出了对象的描述，由输入 u 到输出 y 之间的 z 传递函数为

$$G(z^{-1})=\frac{z^{-1}B(z^{-1})}{A(z^{-1})} \tag{12.7-38}$$

为了导出 j 步后输出 $y(t+j)$ 的预测值，需要求解下述丢番图（Diophantine）方程

$$1=E_j(q^{-1})A\Delta+q^{-1}F_j(q^{-1}) \tag{12.7-39}$$

其中，E_j，F_j 是由 $A(q^{-1})$ 和预测长度 j 唯一确定的多项式

$$E_j(q^{-1})=e_{j,0}+e_{j,1}q^{-1}+\cdots+e_{j,j-1}q^{-(j-1)} \tag{12.7-40}$$

$$F_j(q^{-1})=f_{j,0}+f_{j,1}q^{-1}+\cdots+f_{j,n}q^{-n} \tag{12.7-41}$$

3.2.2　滚动优化

在 GPC 中，t 时刻的优化性能指标具有以下形式

$$\min J(t)=E\left\{\sum_{j=N_1}^{N_2}[y(t+j)-\omega(t+j)]^2+\sum_{j=1}^{NU}\lambda(j)[\Delta u(t+j-1)]^2\right\} \tag{12.7-42}$$

式中：E 表示求取数学期望；ω 为对象输出的期望值；N_1，N_2 分别为优化时域的初值与终值；NU 为控制时域，即在 NU 步后控制量不再变化；$\lambda(j)$ 为控制加权系数。

该性能指标采用了长时间预测的概念，即将所要优化的方差从一个时间点扩展到一段时域，其中 N_1 应大于对象的时滞数，而 N_2 应足够大，使得对象动态性能充分表现出来。由于以多步预测优化代替一步预测优化，即使对时滞估计不当或时滞发生变化，仍能从整体优化中得到合理的控制，这是 GPC 对模型不准确性具有鲁棒性的重要原因。

为了简化记号，假设 $N_1=1$，并记 N_2 为 N。

对象输出的期望值 ω 可采用 MAC 中参考轨迹的形式，即

$$\omega(t)=y(t)$$
$$\omega(t+j)=\alpha\omega(t+j-1)+(1-\alpha)c$$
$$0<\alpha<1,\ j=1,2,\cdots,N \tag{12.7-43}$$

用预测的未来输出取代性能指标中的 $y(t+j)$ 可得

$$\hat{y}=G\tilde{u}+f \tag{12.7-44}$$

其中

$$\boldsymbol{G}=\begin{bmatrix} g_1 & & 0 \\ \vdots & \ddots & \\ & \vdots \quad g_1 & \\ g_N & \cdots \quad g_{N-NU+1} & \end{bmatrix}_{(N\times NU)};$$

$$\hat{y}=[\hat{y}(t+1\mid t) \quad \cdots \quad \hat{y}(t+N\mid t)]^{\mathrm{T}}$$

$$\tilde{u}=[\Delta u(t) \quad \cdots \quad \Delta u(t+NU-1)]^{\mathrm{T}}$$

$$f=[f_1(t) \quad \cdots \quad f_N(t)]^{\mathrm{T}}$$

$$f_1(t)=[G_1(q^{-1})-g_{1,0}]\Delta u(t)+F_1 y(t)$$

$$f_2(t)=q[G_2(q^{-1})-q^{-1}g_{2,1}-g_{2,0}]\Delta u(t)+F_2 y(t)$$

$$\vdots$$

$$f_N(t)=g^{N-1}[G_N(q^{-1})-q^{-(N-1)}g_{N,N-1}-\cdots g_{N,0}]\Delta u(t)+F_N y(t) \tag{12.7-45}$$

因此，性能指标最优的解为

$$\tilde{u}=(\boldsymbol{G}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{G}+lI)^{-1}\boldsymbol{G}^{\mathrm{T}}(\omega-f) \tag{12.7-46}$$

式中：$\omega=[\omega(t+1) \quad \cdots \quad \omega(t+N)]^{\mathrm{T}}$。

实时最优控制量则可由下式给出

$$u(t)=u(t-1)+g^{\mathrm{T}}(\omega-f) \tag{12.7-47}$$

式中：g^{T} 是矩阵$(\boldsymbol{G}^{\mathrm{T}}G+\lambda I)^{-1}\boldsymbol{G}^{\mathrm{T}}$ 的第一行。

3.2.3 在线辨识与校正

在控制过程中，不断通过实际输入输出信息在线估计模型参数，并以此修正控制律，这是一种广义的回馈校正。DMC 相当于用一个不变的预测模型，并附加一个误差预测模型共同保证对未来输出做出较准确的预测，而 GPC 则只用一个模型，通过对其在线修正来给出较准确的预测。

考虑将对象模型（12.7-37）改写为

$$\Delta y(t)=-A_1(q^{-1})\Delta y(t)+B(q^{-1})\Delta u(t-1)+\xi(t) \tag{12.7-48}$$

式中：$A_1(q^{-1})=A(q^{-1})-1$。

将模型参数与数据参数分别用向量形式记为

$$\begin{aligned}\boldsymbol{\theta}&=[a_1\cdots a_n \vdots b_0\cdots b_{n_b}]^{\mathrm{T}}\\ \boldsymbol{\varphi}(t)&=[-\Delta y(t-1)\cdots-\Delta y(t-n) \vdots \\ &\qquad \Delta u(t-1)\cdots\Delta u(t-n_b-1)]^{\mathrm{T}}\end{aligned} \tag{12.7-49}$$

则可将上式写作

$$\Delta y(t)=\varphi^{\mathrm{T}}(t)\boldsymbol{\theta}+\xi(t) \tag{12.7-50}$$

在此，可用渐消记忆的递推最小二乘法估计参数向量

$$\begin{aligned}\hat{\theta}(t)&=\hat{\theta}(t-1)+K(t)[\Delta y(t)-\varphi^{\mathrm{T}}(t)\hat{\theta}(t-1)]\\ K(t)&=P(t-1)\boldsymbol{\varphi}(t)[\boldsymbol{\varphi}^{\mathrm{T}}(t)P(t-1)\boldsymbol{\varphi}(t)+\mu]^{-1}\\ P(t)&=\frac{1}{\mu}[I-K(t)\boldsymbol{\varphi}^{\mathrm{T}}(t)]P(t-1)\end{aligned} \tag{12.7-51}$$

式中：$0<\mu<1$ 为遗忘因子，常可选 $0.95<\mu<1$；$K(t)$ 为权因子；$P(t)$ 为正定的协方差阵。

在控制启动时，需要设置参数向量 $\boldsymbol{\theta}$ 和协方差阵 $\boldsymbol{P}$ 的初值，通常可令 $\hat{\theta}(0)=0, P(0)=\alpha^2 I$，$\alpha$ 是一个足够大的正数。在控制的每一步，首先要组成数据向量，然后就可由式（12.7-51）先后求出 $K(t)$、$\hat{\theta}(t)$ 和 $P(t)$。

总之，GPC 的在线控制设计步骤主要如下：

第 1 步：根据最新的输入输出资料，用递推公式（12.7-51）计算模型参数，得到 $A(q^{-1})$、$B(q^{-1})$。

第 2 步：根据所得的 $A(q^{-1})$，递推计算 $E_j(q^{-1})$、$E_j(q^{-1})$。

第 3 步：根据 $B(q^{-1})$、$E_j(q^{-1})$、$E_j(q^{-1})$，计算 G 的元素，并依式（12.7-45）计算 $f_i(t)$。

第 4 步：重新计算出 g^{T}，并按式（12.7-47）计算出 $u(t)$，将其作用于对象。这一步涉及到 $NU\times NU$ 维矩阵的求逆，在线的计算量必须在选择 NU 时加以考虑。

3.3 广义预测控制实例

3.3.1 TCSC 控制模型

一个单机无穷系统，采用派克方程表示的电流状态空间模型。发电机装有 IEEE I 型 AVR，通过并联的双回线向无穷大母线送电 $P+\mathrm{j}Q=0.8-\mathrm{j}0.2$。每条线路上的串联电容在正常情况下能补偿该线路 40%的阻抗。

假设故障是在一条线路的近发电机端发生三相对称的对地短路。经过一段时间，故障被清除，同时该线路也被断开。这样一个大故障后的电力系统动态可以由一个单输入、单输出的双线性 n 阶控制参考模型（Control Reference Model）近似描述

$$y_k=\Sigma_i a_i y_{k-i}+\Sigma_i b_i u_{k-i}+\Sigma_i c_i y_{k-i}u_{k-i} \quad i=1,2,\cdots,n \tag{12.7-52}$$

在上述双线性的模型中，控制 u 是串联电容的电抗值，输出 y_k 是预测的发电机功角 δ_k，$k-1$ 步以前的输出量测都是已知的，u_{k-1} 是待设计的控制器。

3.3.2 控制律设计

该模型的参数是由回归最小二乘法（Recursive least-Squares Identification Algorithm）确定的。为此，先将该参考模型写成简洁的形式

$$y_k=\boldsymbol{\varphi}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{\theta} \tag{12.7-53}$$

式中：$\boldsymbol{\varphi}$ 是量测向量；$\boldsymbol{\theta}$ 是参数向量。

回归最小二乘法的计算公式如下

$$\begin{aligned}\theta_k&=\theta_{k-1}+DL_{k-1}[y_k-\varphi_{k-1}^{\mathrm{T}}\theta_{k-1}]\\ L_k&=P_{k-1}\varphi_k/E_k\\ P_k&=(P_{k-1}/\lambda_k)[I-DP_{k-1}\varphi_k\varphi_k^{\mathrm{T}}]/E_k\\ E_k&=\lambda_k+D\varphi_k^{\mathrm{T}}P_{k-1}\varphi_k\end{aligned} \tag{12.7-54}$$

式中：λ_k 是遗忘因子，这里选 1；I 是单位阵；D 是参数自适应死区，用来在算法进入一个静止的运行区域后关闭自适应功能，这些修正提高了对小的模型误差的鲁棒性。死区的选择方法是：$D=1$，如果$|E_k-\lambda_k|>\varepsilon$，其中 ε 是给定的一个正数；$D=0$，其他情况。

广义预测控制的性能指标选为

$$J_k=0.5\Sigma_m\{[y_{k+m}-y_{k+m}^*]^2+\rho u_{k+m-1}^2\} \quad m=0,1,2,\cdots,N-1 \tag{12.7-55}$$

其中，y_{k+m}^*是未来 $k+m$ 时刻的参考输出；N 是优化时域；ρ 是控制量的权重。在电力系统稳定的研究中，未来的参考输出被固定为故障后系统的输出。

对于基于双线性模型的广义预测控制，在未来输入下的模型预测呈现强非线性，因此要求给出 u_{k-1}，u_k，…，u_{k+N-2}的解析形式的解非常困难，但该方法对于小时域的预测控制非常方便。下面给出了 $N=1$ 的控制律。根据 $\mathrm{d}J_k/\mathrm{d}u_{k-1}=0$，可以得到

$$u_{k-1}=-[E-y_k^*]b_0/[\rho+b_0^2] \tag{12.7-56}$$

其中，$E=\Sigma_i a_i y_{k-i}+\Sigma_j b_j u_{k-j}+\Sigma_j c_j y_{k-j}u_{k-j}$ $i=1,2,\cdots,n$ $j=2,3,\cdots,n$

$$b_0=b_1+c_1 y_{k-1}$$

4 自适应控制及应用

自适应控制系统（Adaptive Control System）是一类具

有一定适应能力的控制系统，它是在一般控制系统的反馈回路中增加一个适应机构（控制器）的控制系统。当被控对象的动态特性确切知道时，利用状态（或输出）与希望值之间的偏差形成的回馈控制器可具有优良的控制精度和抗干扰能力。然而在实际系统中多数被控对象的动态特性是不大清楚的；或者虽然被控对象的动态特性清楚，但它在整个控制过程中变化较大。在这些情况下，利用简单的回馈控制往往不能奏效。为了获得较优良的系统性能质量和高精度，往往需要采取具有适应能力的自适应控制器。所谓自适应控制器只是在一般控制系统的反馈回路中增加一个适应机构，该机构根据希望指标和实际指标的偏差随时修正控制器的参数或者产生一个辅助信号，使得死循环系统的性能指标尽可能接近所希望的性能指标。自适应控制系统的一般结构见图 12.7-1。

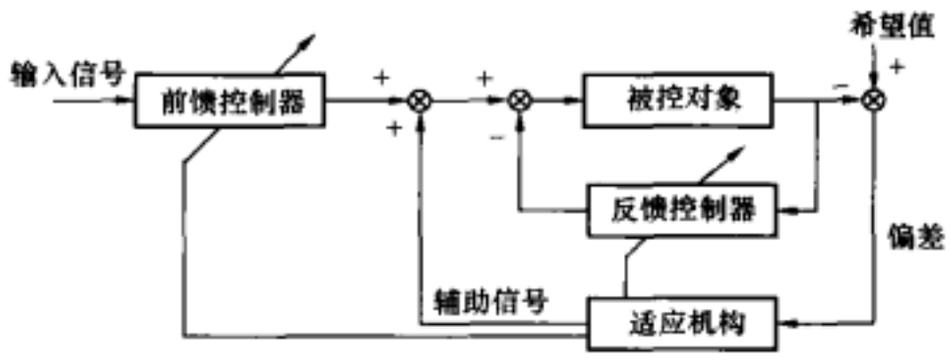


图 12.7-1　自适应控制系统的一般结构

两类重要的自适应控制系统包括基于证实性概念的模型参考自适应控制系统（Model Reference Adaptive cControl System，MRACS）和基于概率控制理论和辨识理论的自适应调节器（Self Tuning Regulator，STR）。这两类系统已被广泛应用于航空机、汽车行业、机器人、医疗器械等。它们的共同特点是：控制器的参数能随被控对象特性的变化和环境的改变而不断地进行调节，因而系统具有一定“自适应”能力，但其控制器参数的调节方法不同。模型参考自适应控制系统的参数调节，主要是基于参考模型与被控系统的输出之间的误差进行的，而自适应调节器系统的参数调节则基于被控对象的参数辨识进行。此外，它们的基本设计思想也有区别，前者是在保证系统稳定的前提下构成自适应控制规律，后者则是使某一性能指标为最优来构造自适应控制规律的。

4.1　模型参考自适应控制系统

模型参考自适应控制系统是设计适应机构使被控对象和已知参考模型的动态特性尽可能接近的一种自适应控制系统。设描述被控对象的希望动态特性的参考模型为

$$M:\begin{cases}\dot{x}_{\mathrm{M}}=A_{\mathrm{M}}x_{\mathrm{M}}+B_{\mathrm{M}}u\\ y_{\mathrm{M}}=Cx_{\mathrm{M}}\end{cases}\tag{12.7-57}$$

而被控对象（又称为可调系统）的模型为

$$S:\begin{cases}\dot{x}=A(t)x+B(t)u\\ y=Cx\end{cases}\tag{12.7-58}$$

定义广义状态偏差 $e=x_{\mathrm{M}}-x$ 和广义输出偏差 $\epsilon=y_{\mathrm{M}}-y$，以及由参考模型和被控对象的某些性能差构成的性能指标 J，通常记为

$$J=F[e,\epsilon,A_{\mathrm{M}}-A(t),B_{\mathrm{M}}-B(t),t]\tag{12.7-59}$$

模型参考自适应控制器的作用机理是适应机构利用广义偏差而产生系统参数修正公式或产生辅助信号，使得性能指标函数 J 达到极小。因此，性能指标最小化是设计适应机构的准则，而不要和参考模型所规定的系统希望动态特性相混淆。模型参考自适应控制系统的一般结构见图 12.7-2。

4.1.1　基于局部参数优化的自适应控制器

基于局部参数优化的自适应控制器（Adaptive Controller Based on Local Parameter Optimization）是在选定的指标下通过局部优化方法调节被控对象参数，实现模型参考自适应控制的适应机构。设参考模型为

$$\dot{x}_{\mathrm{M}}=A_{\mathrm{M}}x_{\mathrm{M}}+B_{\mathrm{M}}u\tag{12.7-60}$$

而被控对象模型为

$$\dot{x}=\boldsymbol{A}(e,t)x+\boldsymbol{B}(e,t)u\tag{12.7-61}$$

其中 $e=x_{\mathrm{M}}-x$，$\boldsymbol{A}(e,t)$、$\boldsymbol{B}(e,t)$ 都是可调参数矩阵。选择性能指标为

$$J=\frac{1}{2}e^{T}e\tag{12.7-62}$$

在假设可调参数的适应速度远远大于参数本身的变化速度的条件下，利用局部参数优化思想，导出的可调参数矩阵的适应律为

$$\frac{\mathrm{d}\boldsymbol{A}(e,t)}{\mathrm{d}t}=\boldsymbol{F}_{\mathrm{A}}ex^{\mathrm{T}}\tag{12.7-63}$$

$$\frac{\mathrm{d}\boldsymbol{B}(e,t)}{\mathrm{d}t}=\boldsymbol{F}_{\mathrm{B}}eu^{\mathrm{T}}\tag{12.7-64}$$

式中：$\boldsymbol{F}_{\mathrm{A}}$ 和 $\boldsymbol{F}_{\mathrm{B}}$ 皆为 $n\times n$ 阶正定阵。

上两式表明：基于局部参数优化的自适应控制器，用乘法器、加法器和积分器便可实现。

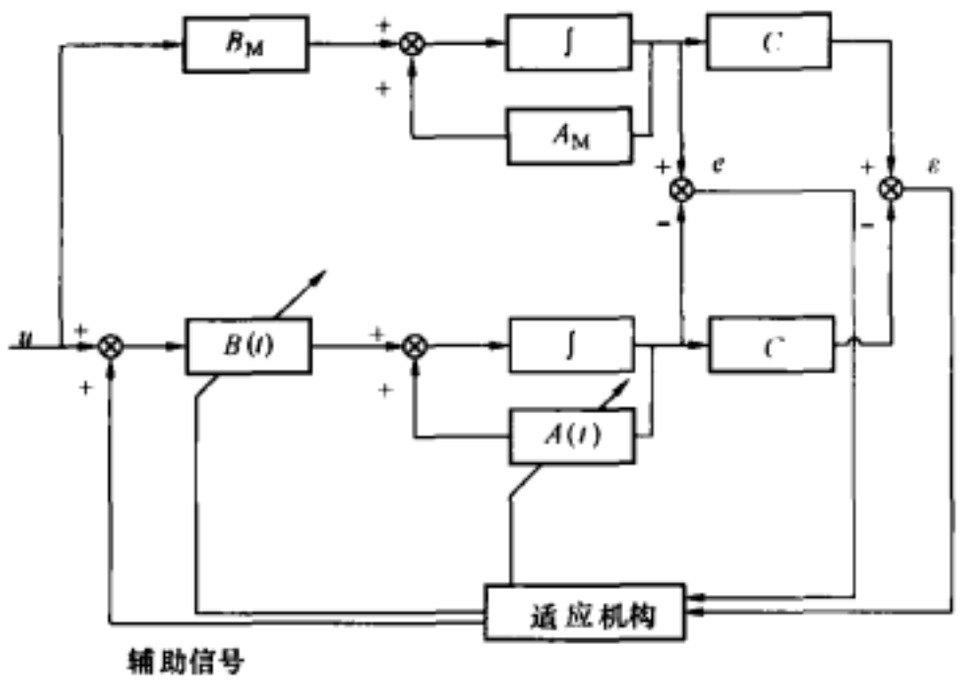


图 12.7-2　模型参考自适应控制系统的一般结构

4.1.2　基于李亚普诺夫稳定性的自适应控制器

基于李亚普诺夫稳定性的自适应控制器（Adaptive Controller Based on Lyapunov Stability）是通过李亚普诺夫稳定性方法使广义误差渐近趋于零而选定的模型参考自适应控制系统的适应机构。设参考模型为

$$\dot{x}_{\mathrm{M}}=A_{\mathrm{M}}x_{\mathrm{M}}+B_{\mathrm{M}}u\tag{12.7-65}$$

而被控对象模型为

$$\dot{x}=\boldsymbol{A}(e,t)x+\boldsymbol{B}(e,t)u\tag{12.7-66}$$

式中：$e=x_{\mathrm{M}}-x$。

设 $\sigma(A_{\mathrm{M}})\subset Z^{-}$，其中 $\sigma(\cdot)$ 表示对应矩阵特征值集，Z^{-} 系左开复平面，则广义误差方程为

$$\dot{e}=A_{\mathrm{M}}e+[A_{\mathrm{M}}-\boldsymbol{A}(e,t)]x+[B_{\mathrm{M}}-\boldsymbol{B}(e,t)]u\tag{12.7-67}$$

所谓基于李亚普诺夫稳定性的自适应控制器，就是依据李亚普诺夫稳定性定理确定可调参数矩阵的适应律，使得

$$\lim_{t\to\infty}e(t)=0\tag{12.7-68}$$

由于 $\sigma(A_{\mathrm{M}})\subset Z^{-}$，由李亚普诺夫方程可知，对任意的 $Q>0$，必存在唯一的 $P>0$，使得

$$PA_{\mathrm{M}}+A_{\mathrm{M}}^{\mathrm{T}}P=-Q\tag{12.7-69}$$

用上式给定的 $P>0$ 构造如下的李亚普诺夫函数

$$V(e,t)=\frac{1}{2}e^{\mathrm{T}}Pe+tr[A_{\mathrm{M}}-\boldsymbol{A}(e,t)]F_{\mathrm{A}}^{-1}[A_{\mathrm{M}}-\boldsymbol{A}(e,t)]+tr[B_{\mathrm{M}}-\boldsymbol{B}(e,t)]F_{\mathrm{B}}^{-1}[B_{\mathrm{M}}-\boldsymbol{B}(e,t)]\tag{12.7-70}$$

其中 $F_A^{-1}>0$，$F_B^{-1}>0$。$tr(\cdot)$ 表示矩阵的迹，即矩阵对角元素之和。当取

$$\frac{d\boldsymbol{A}(e,t)}{dt}=F_APex^T,\ \frac{d\boldsymbol{B}(e,t)}{dt}=F_BPeu^T \tag{12.7-71}$$

则有

$$\frac{dV(e,t)}{dt}<0 \tag{12.7-72}$$

因而有

$$\lim_{t\to\infty}e(t)=0 \tag{12.7-73}$$

显然当 $P=I_n$ 时，该适应律就退化为基于局部参数优化的适应律。

4.2 自适应调节器

自适应调节器的控制对象也是一个未知系统或部分未知系统，其基本结构如图 12.7-3 所示。

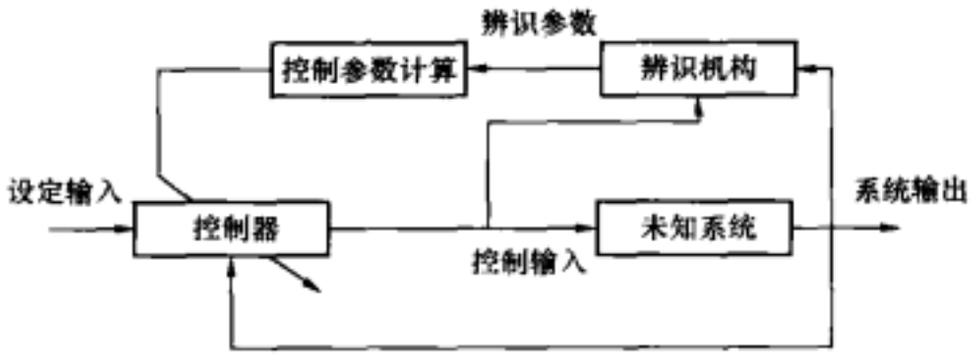


图 12.7-3 自适应调节系统的一般结构

这种控制系统可以看成是一个通常的状态回馈控制系统的在线化系统。它的设计思想是先假设被控系统的参数已知，进而适当选择目标函数以决定最优控制规律，即先确定控制器结构，然后根据输入输出信息，通过辨识机构进行系统参数辨识，进一步将辨识参数看成系统实际参数以修改控制器参数，构成控制输入，调节未知系统，最终使被控系统动态性能达到最优。

自适应调节器系统由参数辨识器和自适应控制器构成。参数辨识器通常是用最小二乘法、扩张最小二乘法或卡尔曼滤波器反复计算进行辨识的。自适应控制器有使输出误差的方差为最小的最小方差自适应控制器和使极点为期望极点的极点配置自适应控制器两种。

4.3 自适应控制实例

4.3.1 发电机励磁系统模型

设系统中有 n 台发电机，每台发电机采用下面的 3 阶模型

$$\begin{cases}\dot{x}_1^i=x_2^i\\ \dot{x}_2^i=M_i^{-1}[-D_ix_2^i+(x_q^i-x'^i_q)i_q^ii_d^i-x_3^ii_q^i+P_m^i]\\ \dot{x}_3^i=\dfrac{1}{\tau'^i_{d0}}[-x_3^i+(x_d^i-x'^i_q)i_d^i+E_{fd}^i]\end{cases}\quad i=1,2,\cdots,n \tag{12.7-74}$$

其中，x^i 为状态变量，$x^i=(\delta_i-\delta_i^0,\omega_i,E'^i_q)^T$

$$\begin{aligned}i_d^i=&\sum_{j=1}^n\{[g_{ij}\cos(x_1^i-x_1^j+\delta_{ij}^0)+\\ &b_{ij}\sin(x_1^i-x_1^j+\delta_{ij}^0)]E'^j_d+\\ &[b_{ij}\cos(x_1^i-x_1^j+\delta_{ij}^0)-g_{ij}\sin(x_1^i-x_1^j+\delta_{ij}^0)]x_3^j\}\\ i_q^i=&\sum_{j=1}^n\{[g_{ij}\cos(x_1^i-x_1^j+\delta_{ij}^0)+b_{ij}\sin(x_1^i-x_1^j+\delta_{ij}^0)]x_3^j-\\ &[b_{ij}\cos(x_1^i-x_1^j+\delta_{ij}^0)-g_{ij}\sin(x_1^i-x_1^j+\delta_{ij}^0)]E'^j_d\}\end{aligned} \tag{12.7-75}$$

式中：i_d^i、i_q^i 分别为 d 轴和 q 轴的电流，$E'_d=-(x_q-x'_q)i_q$。

4.3.2 控制律设计

在假设系统中的参数都是确定的前提下，对系统进行反馈线性化。该多机电力系统是一个多输入多输出系统

$$\dot{x}=f(x)+\sum_{i=1}^n g_i(x)E_{fd}^i \tag{12.7-76}$$

对于每一个子系统 i 选择输出函数为 $y_i=h_i(x)=\delta_i-\delta_i^0$，然后分别求 h 对 f 和 g 的李导数，记为 L_fh 和 L_gh。对输出函数求三次微分，有

$$\begin{aligned}y_i^{(3)}&=L_f^3h_i(x)+\sum_{j=1}^n L_{gj}(L_f^2h_i)E_{fd}^j\\ &=\alpha_i(x)+\sum_{j=1}^n\beta_{ij}E_{fd}^j\quad i=1,2,\cdots,n\end{aligned} \tag{12.7-77}$$

用坐标变换

$$z^i=\phi_i(x)=[h_i(x)\quad L_fh_i(x)\quad L_f^2h_i(x)]^T \tag{12.7-78}$$

将每个子系统转换为标准型，则反馈线性化和解耦控制律为

$$\begin{bmatrix}E_{fd}^1(x)\\ \vdots\\ E_{fd}^n(x)\end{bmatrix}=A^{-1}(x)\begin{bmatrix}-L_f^3h_1(x)+v_1\\ \cdots\\ -L_f^3h_n(x)+v_n\end{bmatrix} \tag{12.7-79}$$

其中，$\boldsymbol{A}(x)=\begin{bmatrix}L_{g1}L_f^2h_1(x) & \cdots & L_{gn}L_f^2h_1(x)\\ \vdots & & \vdots\\ L_{g1}L_f^2h_n(x) & \cdots & L_{gn}L_f^2h_n(x)\end{bmatrix}$

在线性化后，进一步可以实现模型跟踪，极点配置等控制目标。为了将输出按照设计的方式调节到零，选择

$$v_i=-\alpha_3^iz_3^i-\alpha_2^iz_2^i-\alpha_1^iz_1^i \tag{12.7-80}$$

其中，$\alpha_i^j,i=1,2,3;j=1,\cdots,n$ 选择的原则是使得多项式 $s^3+\alpha_3^js^2+\alpha_2^js+\alpha_1^j$ 是严格赫尔维茨的，并且系统在设计的位置有极点。

当无法获得 $L_{gj}L_f^2h_i(x)$ 和 $L_f^3h_i(x)$ 的准确值时，则用其估计值代替相应的项，即

$$\begin{bmatrix}E_{fd}^1(x)\\ \vdots\\ E_{fd}^n(x)\end{bmatrix}=\boldsymbol{A}^{e^{-1}}(x)\begin{bmatrix}-(L_f^3h_1(x))^e+v_1\\ \cdots\\ -(L_f^3h_n(x))^e+v_n\end{bmatrix} \tag{12.7-81}$$

经过推导可知，系统导纳阵的参数 g_{ij} 和 b_{ij} 与 $L_{gj}L_f^2h_i(x)$ 和 $L_f^3h_i(x)$ 成线性关系，记为

$$\begin{aligned}L_f^3h_i(x)=&[M_i^{-1}D_i)^2x_2^i+D_iM_i^{-2}(x_4^ii_d^i+x_3^ii_q^i+P_m^i]+\\ &\frac{M_i^{-1}}{\tau'^i_{d0}}i_q^i[-E'^i_q+(x_d^i-x'^i_d)i_d^i]+\\ &\sum_{j=1}^n g_{ij}k_{ij}+b_{ij}\psi_{ij}\end{aligned} \tag{12.7-82}$$

$$L_{gj}L_f^2h_i(x)=\begin{cases}g_{ij}\eta_{ij}+b_{ij}\sigma_{ij}, & i\neq j\\ -\dfrac{M_i^{-1}}{\tau'^i_{d0}}i_q^i+\dfrac{g_{ij}x_3^i-b_{ij}(x_q^j-x'^i_q)i_q^i}{\tau'^j_{d0}}, & i=j\end{cases} \tag{12.7-83}$$

于是，关于 y_i，$i=1$，…，n 的误差方程为

$$\begin{bmatrix} y_1^{(3)}+\alpha_3^1 y_1^{(2)}+\alpha_2^1 \dot{y}_1+\alpha_1^1 y_1 \\ \vdots \\ y_1^{(3)}+\alpha_3^1 y_1^{(2)}+\alpha_2^1 \dot{y}_1+\alpha_1^1 y_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_f^3 h_1(x)-(L_f^3 h_1(x))^e \\ \vdots \\ L_f^3 h_n(x)-(L_f^3 h_n(x))^e \end{bmatrix} + [\boldsymbol{A}(x)-A^e(x)]A^{e^{-1}} \begin{bmatrix} -(L_f^3 h_1(x))^e+v^1 \\ \vdots \\ -(L_f^3 h_n(x))^e+v^n \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^n (g_{1j}-g_{1j}^e)k_{1j}+(b_{1j}-b_{1j}^e)\psi_{1j} \\ \vdots \\ \sum_{j=1}^n (g_{nj}-g_{nj}^e)k_{nj}+(b_{nj}-b_{nj}^e)\psi_{nj} \end{bmatrix} +$$

$$\begin{bmatrix} (g_{11}-g_{11}^e)\eta_{11}+(b_{11}-b_{11}^e)\sigma_{11} & \cdots & (g_{1n}-g_{1n}^e)\eta_{1n}+(b_{1n}-b_{1n}^e)\sigma_{1n} \\ \vdots & & \vdots \\ (g_{n1}-g_{n1}^e)\eta_{n1}+(b_{n1}-b_{n1}^e)\sigma_{n1} & \cdots & (g_{nn}-g_{nn}^e)\eta_{nn}+(b_{nn}-b_{nn}^e)\sigma_{nn} \end{bmatrix} A^{e^{-1}}$$

$$\begin{bmatrix} -(L_f^3 h_1(x))^e+v^1 \\ \vdots \\ -(L_f^3 h_n(x))^e+v^n \end{bmatrix}$$

$$= \boldsymbol{\Omega}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{\Phi} \tag{12.7-84}$$

式中：$\boldsymbol{\Phi}$ 是参数误差向量；$\boldsymbol{\Omega}$ 是回归矩阵。

若以两机系统通过输电网络接入无穷大系统为例，则有

$$\boldsymbol{\Phi}^{\mathrm{T}} = [g_{ij}-g_{ij}^e, b_{ij}-b_{ij}^e] \quad i=1,2; \quad j=i,\cdots,3 \tag{12.7-85}$$

为了实现自适应控制，对于每个子系统，使用下面的误差

$$e_i = \beta_3^i \dot{x}_2^i + \beta_2^i x_2^i + \beta_1^i x_1^i, \quad \forall i = 1,\cdots,n \tag{12.7-86}$$

其中，传递函数

$$M_i(s) = \frac{\beta_3^i s^2+\beta_2^i s+\beta_1^i}{s^3+\alpha_3^i s^2+\alpha_2^i s+\alpha_1^i} \tag{12.7-87}$$

是严格正实的。这里 e_i 可以直接根据量测计算得到，误差向量为

$$\boldsymbol{e} = [e_1 \cdots e_n]^{\mathrm{T}} \tag{12.7-88}$$

参数误差更新规律如下

$$\dot{\boldsymbol{\Phi}} = -\boldsymbol{\Omega}\boldsymbol{e} = [-\Omega_1 \quad \cdots \quad -\Omega_n] \begin{bmatrix} e_1 \\ \vdots \\ e_n \end{bmatrix} \tag{12.7-89}$$

在控制律（12.7-81）和参数误差自适应律（12.7-89）的共同作用下，可以得到一个有界的、渐近收敛于零的输出，而且所有的状态变量 x 都是有界的。

5　多代理技术及应用

代理技术在计算机领域的研究和应用源于 20 世纪 70 年代美国麻省理工学院研究人员开展的一系列关于分布式人工智能的研究。在对信息系统处理复杂问题的能力进行分析时发现，通过协作将一些简单的信息系统组成一个大的系统可以显著提高系统处理复杂问题的能力，并且通过定义合理的协作机制可以提高整体系统的智能水平。由此产生了使用具有一定智能的软件代理概念和方法，它不但能被动地响应信息处理的需求，而且除了完成事先指定的任务外，还能够主动地预测、适应乃至积极地寻找途径以支持用户完成任务。

最初研究软件代理的工作者主要是要研究分布智能的计算模型，进而从实用性的角度出发解决两个问题：一个是简化分步计算的复杂性；另一个是克服人机界面的局限性。从本质上讲，解决这两个问题是为了更好地抽象计算机接口这一趋势的延续，即一方面是希望用更加有效、通用和一致的代理和代理之间的接口取代目前的程序和程序之间的接口，以便进一步抽象和封装计算机硬件、软件和通信模式的实际细节；另一方面希望能够进一步用代理封装用户需求，从而简化执行复杂任务所需要的人与程序之间的操作接口。

5.1　多代理系统的基本概念

5.1.1　代理的基本定义

一个能为许多软件代理研究者接受的定义是：软件代理是一个能在特定环境下连续、自发地实现功能，并且是与相关代理和进程相联系的软件实体。连续、自发的要求来源于环境的变化，要求代理能在没有人的引导和干涉下以柔性、智能的方式对用户的需求实时地加以响应，更理想的情况是在某一特定环境下，在一段时间内反复实现某一功能后能吸取经验教训，即所谓的学习功能。另外，还希望代理能与环境中的其他代理和进程通信、合作，甚至可以在不同的地方来回移动。归纳起来，代理具有下面的基本属性：①自主性；②社会能力；③被动响应能力；④主动响应能力；⑤时间连续性；⑥自适应性；⑦可移动性。

对代理概念的定义和理解是在实际应用过程中逐渐丰富和发展起来的。

5.1.2　多代理系统

多代理系统是指由多个代理组成的系统，它是为了解决单个代理不能够解决的复杂问题，由多个代理协调合作形成的问题求解网络。为了使代理之间能够合理高效地进行协作，代理之间的协调机制成为多代理系统研究的重点问题。实际上，多代理系统的研究方法是模拟人类社会系统的运作机制来提高计算机系统解决复杂问题的能力的。

多代理系统可以是紧密型的，也可以是松散型的。多代理系统的组成粒度也可粗可细，如人工神经网络可以被认为是一种紧密型、精细的多代理系统，在这种系统中，每个组件或单元都是一个非智能的代理，通过合作提高整个系统的智能水平。而分布式问题求解系统通常是由一组松散耦合的代理组成的分布式代理网。

分布计算与人工智能技术相结合促进了分布人工智能的研究，多代理系统则是分布人工智能研究中的一个重要部分。

5.2　多代理的相关理论

多代理系统需要借助一些相关的理论和技术来实现。系统中的单个代理通过一定的数据结构以及相应的操作对要解决的问题进行建模，这需要用到知识表达和推理方法的相关理论。代理之间的通信和信息交流需要以一定层次的协议作基础，代理通信语言（Agent Communication Language，ACL）可以被用于完成这样的功能。多代理以一定的方式组

织在一起以实现相互协作，就属于多代理协调问题。代理之间的高层次交互包括协商和竞争等，可以用逻辑模型进行表达和实现。下面分别介绍这几个方面的问题。

5.2.1 知识表达与推理

代理的知识表达是要在现实世界的问题域与代理内部符号推理系统（Symbolic Reasoning System）之间建立起联系。符号推理系统利用域模型进行推理工作，它包括用于信息存储的数据结构和对这些数据的操作。对利用多代理系统所要解决的问题域中的每一个相关元素，例如一个对象或对象之间的关系，都应该在代理的域模型中有相对应的表示。这种从实际模型到代理域模型的映像关系使得代理可以通过在域模型中执行推理过程，把结果返回到问题域。

问题领域的知识表达需要具备一些基本的特性：首先是表达的充分性，就是能够表达所需求解的问题域中的所有类型的知识；其次是推理的充分性，它要求推理方法能够完成问题域中所有需要的推理过程，这些推理过程可以对抽象得到的数据结构进行操作从而产生新的数据结构，这对应于从旧的知识中获取新的知识。另外知识表达方法还需要提高解决问题的能力、学习与知识更新的效率。

5.2.2 代理通信语言

软件代理之间要有效地相互协调运作，需要具有以下三方面的基本部件和支撑环境：①通用语言；②对所交换知识的共同理解；③交换以上知识和语言内容的能力。根据对计算机通信语言和协议的功能和需求分析，可以把对代理的通信语言（ACL）特性的要求分成七个方面：格式（Form）、内容（Content）、语义（Semantics）、实现（Implementation）、网络（Network）、环境（Environment）和可靠性（Reliability）。

5.2.3 多代理协调模型

在多代理系统的范畴内，需要协调的就是代理之间的相互关系。协调模型就是要提供一个表达代理之间相互作用的形式化框架。一般来说，协调模型要处理代理的创建与删除、代理之间的通信活动、代理在多代理系统空间中的分布与移动、代理行为随时间的同步与分布情况等。更加精确地说，一个协调模型应包括 3 个元素：协调体、协调媒介和协调规则。协调体是系统中的实体，它们之间的关系由协调模型定义和控制；协调媒介是使代理间相互作用成为可能的各种载体的统一抽象描述，也是协调体得以组织在一起的核心，如用于协调的信号灯、黑板、元组空间等都是支持代理进行协调的协调媒介；协调规则用于定义与协调体相互作用的事件相对应的协调媒介的行为，这些规则可以用通信语言和协调语言进行定义，通信语言包括表达和交换数据结构的语法，协调语言是交互元语与语义的集合。

可以从多方面对协调模型和语言进行分类，如协调体的类型、扩展性和开放性等。一种简单有效的分类法是将协调模型分为控制驱动和数据驱动两种类型。

在控制驱动的协调模型中，协调体对外部世界开放自身并与外界通过事件进行交互。从协调媒介的角度看各个协调体，当状态发生改变时就有事件出现在协调体的输入输出埠上。例如，某个事件可以由输出端口输出资料的进程产生。协调规则规定事件和状态的改变如何发生和如何进行传播。因此，协调媒介并不关心进程间实际进行交换的数据，而只是控制代理间的相互作用空间。从协调媒介的角度看，真正感兴趣的数据只是通信事件。

在数据驱动的协调模型中，协调体通过交换数据结构与外部世界进行交互。作为这种交互中介的协调体媒介就好像是一个共享的数据空间，而协调规则规定了数据结构的表达形式和从数据空间中存取数据的方式。与控制驱动的协调模型不同，协调媒介并不监视协调体的变化，也不提供协调体间任何形式的虚拟连接。

5.2.4 多代理协商模型

多代理系统中，代理之间的合作要通过通信和协商来完成。协商包括互相交互意见的讨论，而讨论是一种旨在改变对方意图的说法方式。一个代理可以采用不同的讨论方式来使对方改变意图。在任何讨论方式下，接受方代理必须对论点进行评价，然后决定是否应该改变自己的意图和行为。

在非合作的环境里，一个代理只具备环境和部分有关其他代理的知识，而且这些知识通常是不完全的。在这种情况下，代理之间通过消息传递信息，通过讨论并最终达成一致就显得非常有意义，同时也非常重要。为了更有效地进行协商，代理必须具有以下三种能力：①表达和维护自身的信念、愿望、目标和意图模型的能力；②对其他代理的信念、愿望、目标和意图进行推理的能力；③影响其他代理的信念、意图和行为的能力。

代理的精神状态可以用简单的时序逻辑进行表达。建立代理精神状态的形式化模型有两种用途：一种是对代理的设计进行说明，即模型可以对某些规划和协商进程进行限制，并且可以用于对代理的行为进行检验；另外一种是代理本身可以使用模型来规划协商过程。

5.3 多代理技术实例

5.3.1 二级电压控制模型

对于电力系统电压控制问题，每个单独的电压控制设备，如 AVR、SVC 或 STATCOM 都被视为一个代理。一个区域的电压控制设备在电气上连接较紧密，它们共同组成一个多代理系统，来完成电压水平的管理。对于维持电压水平的目标而言，任务共享可以通过通信或者局部观测实现。

在一个电力系统中，可能形成多个多代理系统，而每个单独的电压控制设备可能同时属于多个多代理系统。由于每个代理都是基于自己感兴趣的协作基础上的半自治体，所以任何单一的代理为实现不同的多代理系统的任务共享而产生冲突可以被有效避免。又由于电压控制设备对电气上相距较远的系统产生的影响很小，所以不同多代理系统之间没有必要通信。

电力系统电压控制是一个具有三级结构的垂直体系。在最低一级，控制设备的目标是补偿快速的、随机的电压变动，以维持输出变量在设定值附近。在第二级的电压控制是为了处理慢的、但变化较大的电压波动。这一级控制需要利用区域信息。最高一级利用全局的信息，进行优化计算。

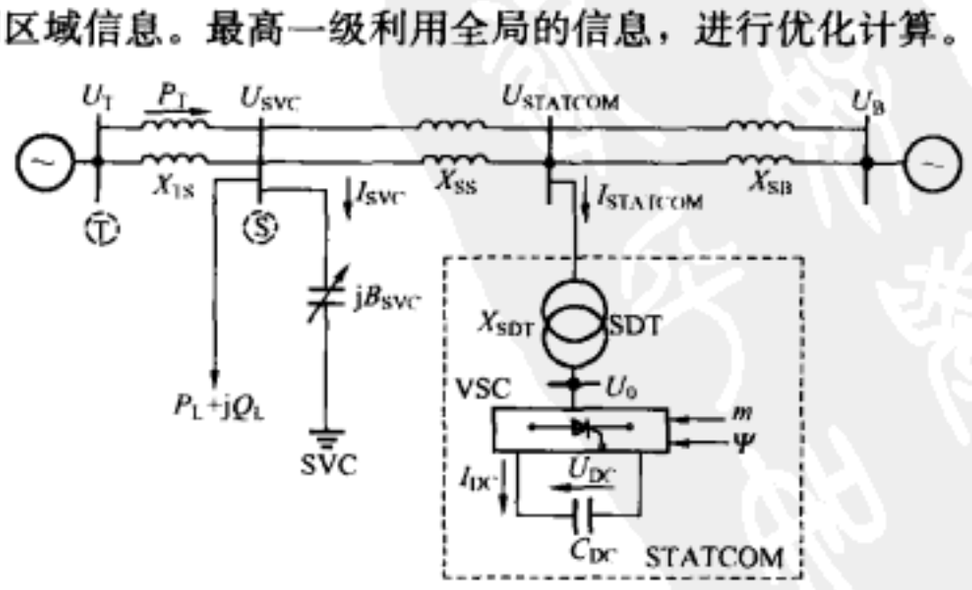


图 12.7-4 二级电压控制的例子系统

该例子系统（见图 12.7-4）装有 SVC 和 STATCOM。一个发电厂通过两条并联的长输电线送电到一个大系统和一

个装有 SVC 的区域性负荷中心。

5.3.2　控制策略设计

该系统可以定义两个多代理系统：

（1）多代理系统 1，由发电机 AVR 和 SVC 组成。

（2）多代理系统 2，由 STATCOM 和 SVC 组成。

两个多代理系统之间的冲突通过定义下面的兴趣优先级（self-interest in a order of priority）来解决：

（1）代理动作的物理限制，如无功功率的最大值限制。

（2）代理所连接的母线没有电压越限。

如果有需要，该优先级还可以追加。代理的动作首先不能危及它的兴趣，而所有代理的共同目标是减小系统中的电压越限。

对于上述示例系统，多代理系统有下面两种设计方案。

方案 1：基于通信的多代理协调（见图 12.7-5）。

这种协作是“请求—回应”式的。每个代理监视它所连接点的电压，一旦发现电压越限，则启动自己的无功备用来消除该越限。如果失败，则选择它所在的多代理系统的其他代理，向它发出一个消除电压越限的原始的任务请求。收到请求的代理，在与自身的兴趣不相违背的前提下，将会改变最低一级的电压设定值，并通知发出请求的代理已经执行了动作。这个“请求—响应”的过程可能需要几个循环来实现消除电压越限的目的。如果发出请求的代理没有收到任务响应，则说明无法消除该越限。

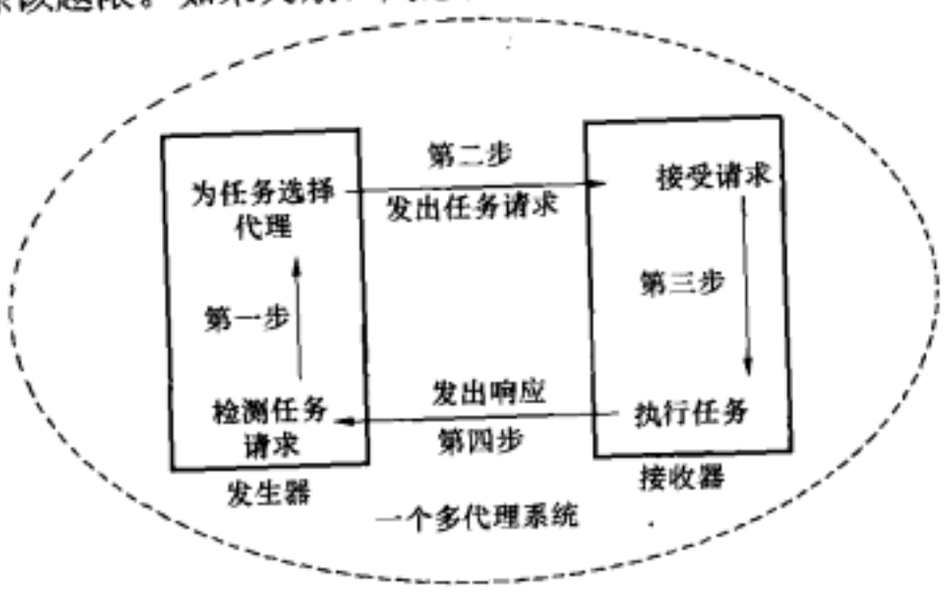


图 12.7-5　多代理系统方案 1

方案 2：基于局部估计的多代理系统（见图 12.7-6）。

这种代理间的协作是“估计—自愿”式的。这个方案的实现依赖于系统的结构。上述示例系统中的代理之间的电气连接方式使得它可以通过本地的量测估计到附近的另一个代理的电压水平。例如，通过量测 STATCOM 所连母线的电压和线路电流，SVC 所连母线的电压可以被计算出来。因此，这种方案不需要代理间的通信。每个代理不但监测本地电压水平，而且通过本地的电压和电流监测邻近的代理的电压水平。一旦发现有电压越限，该代理就可以决定通过二级电压控制改变无功出力，以消除电压越限。当然，该动作必须不危及到代理本身的兴趣。

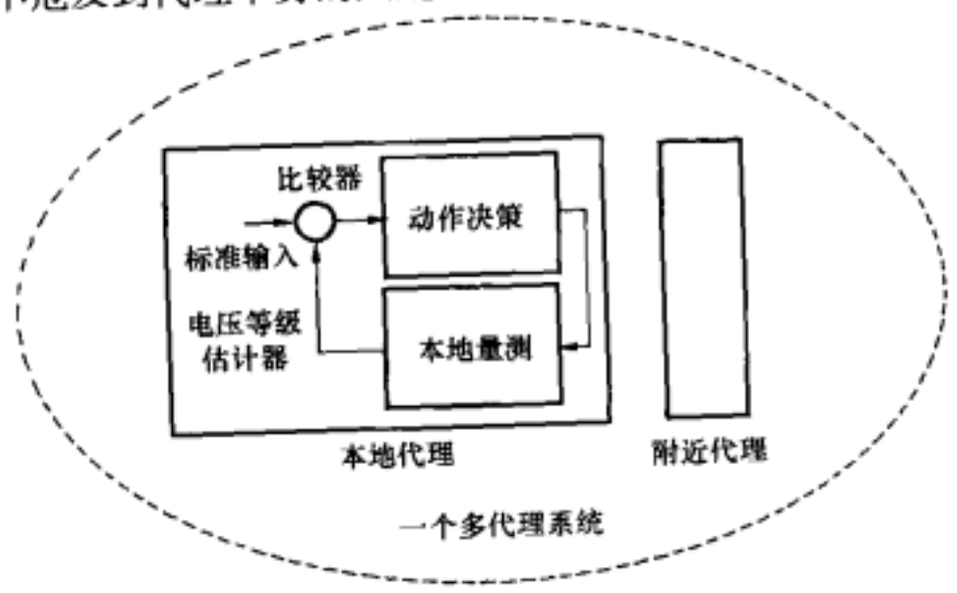


图 12.7-6　多代理系统方案 2

PDG

参 考 文 献

[1] 中国大百科全书(自动控制与系统工程卷). 北京：中国大百科全书出版社，1991.

[2] 列尔涅尔. 控制论基础. 刘定一，译. 北京：科学出版社，1980.

[3] 维纳. 控制论(或关于在动物和机器中控制和通信的科学). 郝季仁，译，2 版，北京：科学出版社，1985.

[4] 卢强，王仲鸿，韩英铎. 输电系统最优控制. 北京：科学出版社，1984.

[5] 卢强，孙元章. 电力系统非线性控制. 北京：科学出版社，1993.

[6] 陈翰馥，郭雷. 现代控制理论的若干进展及展望. 科学通报. 43(1)，1998：1-7.

[7] 郑南宁，贾新春，袁泽剑. 控制科学与技术的发展及其思考. 自动化学报. 28(S1)，2002：7-17.

[8] 控制论思想. http：//www. bossh. net/article. php/19.

[9] 钱学森. 工程控制论. 北京：科学出版社，1956.

[10] 苏鹏声，焦连伟. 自动控制原理. 北京：电子工业出版社，2003.

[11] 胡寿松. 自动控制原理. 4 版. 北京：科学出版社，2001.

[12] 梅生伟，申铁龙，刘康志. 现代鲁棒控制理论和应用. 北京：清华大学出版社，2003.

[13] Khalil H K. Nonlinear systems. New York：Prentice-Hall，Inc.，1996.

[14] Mei S，Chen J，et al. Nonlinear multi-target controller for Thyristor-Controlled Series Compensation. IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.，2001，148(6)：557-561.

[15] Lu Q，Mei S，et al. Nonlinear decentralized disturbance attenuation excitation control via new recursive design for multi-machine power systems. IEEE Trans on Power Systems，2001，16(4)：729-736.

[16] Seto D，Annaswamy A M，Ballieul J. Adaptive control of nonlinear systems with a triangular structure. IEEE Trans. On Automatic Control，1994，39(7)：1411-1428.

[17] 蔡自兴. 人工智能及其应用. 3 版. 北京：清华大学出版社，2004.

[18] 数学辞海. 第五卷. 北京：中国科学技术出版社. 山东：东南大学出版社. 山西：山西教育出版社，2002.

[19] 于少娟，齐向东，吴聚华. 迭代学习控制理论和应用. 北京：机械工业出版社，2005.

[20] Sadeghzadeh，S. M.，et al.，Improvement of transient stability limit in power system transmission lines using fuzzy control of FACTS devices. Power Systems，IEEE Transactions on. 13(3)，1998：917-922.

[21] Hsin-Jang Shieh，Kuo-Kai Shyu. Nonlinear sliding-mode torque control with adaptive backstepping approach for induction motor drive. IEEE Trans on Industrial Electronics. 46(2). 1999：380-389.

[22] V. Rajkumar，R. R. Mohlder. Bilinear generalized predictive control using the thyristor-controlled series-capacitor. IEEE Trans. On Power Systems. 9(4)，1994：1987-1993.

[23] Sandeep Jain，Farshad Khorrami，B. Fardanesh. Adaptive nonlinear excitation control of power systems with unknown interconnections. IEEE Trans. on control systems technology. 2(4)，1994：436-446.

[24] 范玉顺，曹军威. 多代理系统：理论、方法与应用. 北京：清华大学出版社，海德堡：Springer. 2001.

[25] Wang，H. F.，Multi-agent co-ordination for the secondary voltage control in power-system contingencies. Generation，Transmission and Distribution. IEE Proceedings-. 148(1)，2001：61-66.

[26] 易继锴，侯媛彬. 智能控制技术. 北京：北京工业大学出版社，2004.

[27] 赵振宇，徐用懋. 模糊理论和神经网络的基础与应用. 北京：清华大学出版社. 南宁：广西科学技术出版社，1996.

[28] 席裕庚. 预测控制. 北京：国防工业出版社，1993.

[29] 吴振顺. 自适应控制理论及应用. 哈尔滨：哈尔滨工业大学出版社，2005.

第13篇 电力系统调度及调度自动化

主编单位： 清华大学
国网电力科学研究院

主　　编： 张伯明　清华大学
姚建国　国网电力科学研究院
吴文传　清华大学

执　　笔： 张伯明　清华大学
姚建国　国网电力科学研究院
吴文传　清华大学
宋燕敏　国网电力科学研究院
孙新德　华中电力调度通信中心
陈家宏　国网电力科学研究院
郑太一　吉林电力调度中心
刘　昕　华中电力调度通信中心
薛禹胜　国网电力科学研究院

主　　审： 韩祯祥　浙江大学
周孝信　中国电力科学研究院
卢　强　清华大学

第1章 概 述

1 现代电力系统运行特点和运行调度的目标

1.1 现代电力系统运行特点

自1882年世界上出现第一个电力系统雏形开始，电力系统经过100多年的发展，容量和规模逐渐扩大，现已发展成超高压、大容量、区域电力系统互联的超大规模电力系统。

1990年我国第一条从葛洲坝水电站至上海南桥换流站的±500kV直流输电线路实现双极运行，使华中和华东两大区电网实现非同期互联。从此，我国大区电网的互联工作逐步展开。截至2005年底，东北电网与华北电网，福建电网与华东电网，川渝电网与华中电网，山东电网与华北电网，华北电网与华中电网，西北电网与华中电网，华中电网和南方电网等大区电网已经实现联网，我国大陆除了新疆、西藏、海南电网外，已经基本实现了全国联网。

目前，我国的电力系统已形成了大电网、大机组、高电压输电和大区电网互联的格局，成为世界上少有的名副其实的现代超大规模电力系统。我国目前正在开展1000kV交流和±800kV直流的特高压输电工程建设，以满足我国西电东送和南北互供的需要。

现代电力系统的特点是系统的容量越来越大，电力输送的距离越来越远，随着区域电网的互联，逐渐形成一个广域的超大规模互联电力系统。

一方面，现代电力系统的互联在运行的经济性和稳定性方面会带来显著好处：

(1) 不同地区不同种类的能源资源可以相互补充，提高电力系统运行的经济性。

(2) 利用各地区的日照时间差，可以平抑峰谷差，减少总装机容量。

(3) 事故下不同区域电网可互相支援，可以减少总的备用容量，提高系统运行的可靠性。

(4) 各区域负荷随机波动可以互相抵消，使系统的频率和电压更加平稳。

另一方面，电力系统的互联也会带来新问题：

(1) 系统规模扩大使电网的安全监视和调度控制更加困难。

(2) 互联系统的各子系统之间相互影响，如何协调，全局和局部的利益如何统筹考虑，水火电如何配合等都需要解决。

(3) 由于电能不易储存，电能的生产和消费必须同时进行，一处的故障可能会引起整个系统的连锁事故，需要相应的应对措施。

因此，需要一个与超大规模互联电力系统运行特点相适应的电网调度指挥控制系统——电网调度自动化系统。本篇介绍电网调度自动化系统的相关内容。

1.2 现代电力系统运行调度的目标

现代电力系统运行的目标是安全经济地给电力用户提供质量合格的电力。

《中华人民共和国电力法》规定，电网运行实行统一调度、分级管理；各级调度机构对各自调度管辖范围内的电网进行调度，依靠法律、经济、技术并辅之以必要的行政手段，指挥和保证电网安全稳定经济运行，同时维护各利益主体的利益。

1.2.1 保证系统运行的安全水平

电网调度的首要任务是保障电网安全、稳定、正常运行并连续地为电力用户供电。电力系统发生事故是不可避免的，但系统运行方式不同，调度水平不同，系统承受事故冲击的能力也不同。

一方面，安装在厂站中的继电保护设备和安全自动装置能在故障时及时切除故障，保护电力系统。

另一方面，电力调度部门要预先通过大量的计算分析，做好事故预想和处理预案，一旦电网发生故障，调度部门就要按电网实际情况并参考处理预案，迅速、准确地控制故障范围，保证电网正常运行，并避免对电力用户供电造成影响。

更重要的是要防患于未然，通过一套实时监控和分析决策系统，实时监测电网的运行状态，根据实时的负荷水平优化电网的运行方式。包括改变电网结线方式，提高电力系统的安全裕度。遇到严重事故时，为保证主网安全和大多数用户的正常供电，调度部门将根据具体情况采取紧急措施，改变发输电系统的运行方式，必要时临时中断对部分用户的供电。故障消除后，调度部门要迅速、有序地采取措施，尽快恢复供电，尽量减少用户停电时间。

1.2.2 保证供电质量

电能质量主要用系统频率、波形和母线电压水平来衡量，主要由供需双方有功和无功功率的动态平衡决定。电力系统有功和无功功率平衡方程是：

$$\sum_i P_{Gi} = \sum_i P_{Di} + P_{Loss}$$

$$\sum_i Q_{Gi} = \sum_i Q_{Di} + Q_{Loss}$$

式中：P和Q分别表示有功和无功功率，下标G，D，Loss分别表示发电、负荷和系统网损。由公式可见，发电功率等于用电负荷加网损。若有功负荷超过发电功率，系统频率就要下降；无功负荷超过发电无功和输电线路产生的无功，母线电压就要降低；这些会给用户造成影响。按电力行业标准，对于省级以上电网，对电压波动ΔV的控制要求是：对发电厂和500kV变电所控制在0～10%额定值范围内，对220kV变电所控制在−3%～7%额定值范围内；将频率波动Δf控制在±0.2Hz范围内。因此，调度部门必须提前预测社会用电需求，并依此进行事前的电力电量平衡计划，统一安排电力设施的检修和备用，保证运行时有足够的备用。在实际运行过程中，调度部门一方面要依靠先进的通信系统和调度自动化系统，密切监视发电厂、变电站的运行工况和电网安全水平，迅速处理大量时刻变化的运行信息，正确下达调度指令，保证电网安全运行；另一方面要跟踪负荷变化实时调整发电出力，满足用电需求。

1.2.3 保证系统运行的经济性

在同样的负荷水平下，发电机功率分配方案不同，电力系统运行的经济性也不同。

(1) 在规划阶段：需要综合考虑国家能源政策和环保政策，合理规划电源和输电网络的建设。

(2) 在运行阶段：根据负荷水平，要实时安排机组开停，合理分配机组出力。从而，提高整个系统运行的经济性，降低输电损失。

1.2.4 保证提供有效的事故后的恢复措施

(1) 解除超载运行设备的过载，使系统运行恢复正常。

(2) 恢复失电区域的电力供应。

(3) 黑启动。

以上四项中，前三项是调度自动化的主要内容，目前都是用计算机辅助完成的；第四项主要根据预案靠调度员人工处理，用计算机处理较难。目前，调度自动化要解决的问题是借助远动、网络通信系统和计算机系统帮助调度员高质量地完成以上前三项任务。

2 电力系统的运行状态的分类

电网控制中心国际权威专家 Tom DyLiacco 博士 1967 年对电力系统的运行状态进行了分类。他将电网运行状态分为正常安全状态、正常不安全状态（警戒状态）、紧急状态和待恢复状态，后经学者细分，可用图 13.1-1 说明。图中实线表示状态转移的方向，虚线表示控制的方向。处于正常安全状态的电力系统，当前没有任何元件的运行约束越界，而且在发生 $N-1$ 开断情况下系统也没有元件运行约束越界。随着系统负荷的增长或者运行方式的变化，系统会逐渐变得脆弱，虽然当前系统可能仍处于正常运行状态，没有任何元件的运行约束越界，但是在发生一个元件开断（$N-1$ 开断）时，系统会出现元件的运行约束越界，这时电力系统的运行状态是正常不安全状态，或称警戒状态。这时，如有条件，需要通过预防控制将电力系统调整到正常安全状态；或者做好事故预案，以便在 $N-1$ 开断发生时，解除系统出现的元件越界。随着负荷继续增长或者发生了元件开断，此时系统中将出现元件运行约束越界的现象，这时系统处于紧急状态，需要通过紧急控制来解除元件运行约束的越界，使其回到警戒状态或者正常安全状态。紧急状态包括静态紧急和动态紧急。静态紧急涉及元件静态过负荷或静态电压越界，需要通过校正控制来解除；动态紧急是涉及系统失去稳定的紧急，需要立即采取切机或者切负荷等稳定控制措施。如果没有及时采取措施，即使系统出现的是静态紧急，元件约束的持续越界也可能导致后续连锁性故障开断，使系统进入事故状态，此时需要切机、切负荷。为了保住更多的负荷，有时还需要进行自主解列。这时系统已经失去部分或者全部负荷，进入恢复状态，全部停电时需要进行黑启动，部分停电时需要恢复电源、恢复负荷，并逐步并网，扩大负荷供电区域，最后使得系统恢复到正常安全状态。在图 13.1-1 所示的状态转移过程中，调度自动化系统在状态监视和决策支持方面起到至关重要的作用。

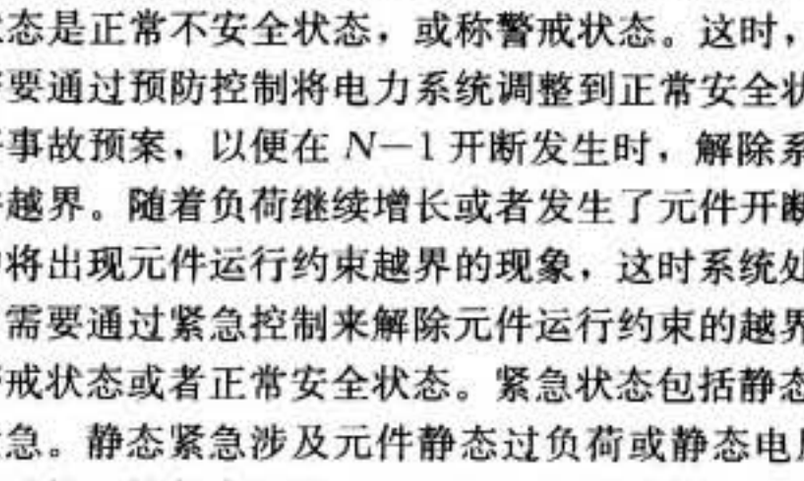


图 13.1-1 电力系统运行状态的分类

3 实现电力系统运行目标的手段

要实现安全经济地给电力用户提供质量合格的电力这一目标，需要电力企业多方面工作的配合，其中，调度中心的调度自动化系统起到至关重要的作用。

大部分情况下，电力系统运行在正常安全状态，此时电网运行调度的主要任务是保证对负荷的持续供电，保证电能质量，同时，提高电力系统运行的经济性。调度部门通过日前制订发电计划、有功实时调度计划和自动发电控制（Automatic Generation Control，AGC）等有功控制手段使电力系统频率合格，联络线交换功率在事先约定的范围内，使电力系统运行的经济性良好；还要通过事先安排无功计划、在线自动电压控制（Automatic Voltage Control，AVC）和对发电机组的自动电压调整（Automatic Voltage Regulation，AVR）等实施无功控制，保证电力系统电压合格，并减小电网输电损耗。

电网调度自动化系统是实时监视和分析电力系统运行状态的重要手段。在正常状态时，利用电网调度自动化系统对电力系统进行静态安全分析，如果电力系统运行在正常不安全（警戒）状态，则进行预防控制决策的计算，并实施预防调度控制，尽量使系统运行在正常安全状态。因为预防控制需要付出代价，也可以不进行预防控制，留待电力系统真的发生 $N-1$ 开断时实施紧急控制。但是，$N-1$ 开断后需要实施的紧急控制措施需要事先计算出来，以便 $N-1$ 开断发生时立即使用。前述计算任务通常是通过电网调度自动化能量管理系统（Energy Management System，EMS）来完成。在故障发生时继电保护设备按照预先给定的判据立即动作，切除故障。动作判据由调度中心预先给出，并不实时计算。这是电网运行的第 1 道防线。

电力系统运行在静态紧急状态时，已经出现了线路或变压器元件过负荷或者母线电压越界现象，这时需立即采取调度控制措施予以解除。这一决策可以是调度员凭经验做出或者利用 EMS 的校正控制功能辅助调度员做出。前述预想事故分析时，曾经事先计算出 $N-1$ 开断后需要实施的紧急控制措施，这时可以使用。对于电力系统正在发生大扰动引起的动态紧急时，需要利用（区域）稳定控制装置（系统）及时切机、切负荷。这是电网运行的第 2 道防线。

电网故障引起功率大幅变化时，需及时切除（隔离）故障，保证电力系统的稳定运行；必要时轮次切除负荷，或者进行系统失步后的振荡解列，这是电网运行控制的第 3 道防线。这时需要快速动作，依靠调度中心自动化系统实时计算然后进行决策是不可能的。而第 1 道防线和第 2 道防线主要靠调度中心计算机系统辅助完成。

3.1 电力系统分层调度及调度自动化系统

我国电力系统的调度机构是分层设置的，如图 13.1-2 所示。我国《电网调度管理条例》指出，电网运行实行统一调度、分级管理的原则。我国调度机构分为五级：国家调度机构，跨省、自治区、直辖市调度机构，省、自治区、直辖市级调度机构，省辖市级调度机构，县级调度机构。目前我国已建立了较完备的五级调度体系。国家调度机构分别是国家电网调度中心和南方电网调度中心；跨省、自治区、直辖市级调度机构有东北、华北、华东、华中、西北等 5 个电网调度中心（大区电网调度中心，简称网调），南方电网不再设置大区电网调度中心；30 多个省、自治区、直辖市级调度机构（省级电网调度中心，简称省调）；300 多个省辖市

级调度机构（地区电网调度中心，简称地调）和2000多个县级调度机构（县级电网调度中心，简称县调）。

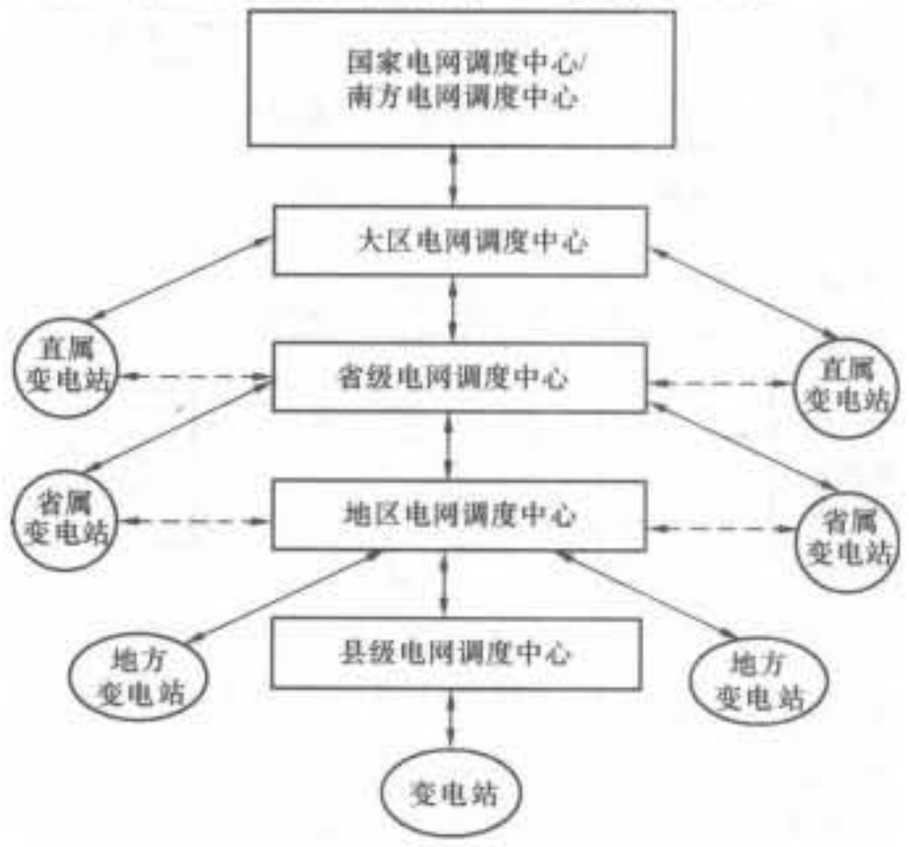


图13.1-2 中国电网的分层调度体制

我国各级电网调度中心的职责和任务如下：

3.2 国家级电网调度中心

这是我国电网调度的最高级。该中心协调各大区电网间的联络线潮流，确定运行方式，监控少数重要电厂，监视、统计和分析全国电网运行情况，并负责为全国电网运行制定政策和指导性规定。

3.3 大区电网调度中心

负责跨省高压电网的安全运行并按规定的发供电计划和监控原则进行管理，监控省间联络线潮流，监控部分直属电厂，编制和分析省间和有关大区电网的供受电量计划，制定发电计划，闭环或开环指导自动发电控制，进行电网安全经济分析计算，提高大区电网的电能质量和安全经济运行水平。

3.4 省级电网调度中心

是电网监控的主要实体，负责省级电网的安全经济运行，制定发电计划，编制省内地区间和省间有关电网的供受电量计划，闭环或开环指导自动发电控制，并按规定的发供电计划和监控原则进行管理，进行电网的安全分析，提高省级电网的电能质量和安全经济运行水平。

3.5 地区级电网调度中心

地区电网主要以省辖大城市为中心，以220kV变电站的高压母线作为地区电网的电源，通过对地区电网的监控来管理地区电网的负荷供电，进行有关站点（集控站点）的远方操作，变压器分接头调节，电容/电抗器的投切等，进行用电负荷的管理。

3.6 县级电网调度中心

按容量和厂站数多少，县级电网可分超大、大、中、小等四级。县级电网调度中心主要任务是监控电网的运行状态，通过开关操作和电容器投切，或通过变压器分接头的调节来保证县级电网的负荷供电，也进行负荷控制。

图13.1-3给出了一个大区级电网调度中心调度室的照片，前面墙上是模拟盘，显示了电网的接线图，近些年有的改用大屏幕投影仪来显示，如图中右前方所示。通过它可以对全局电网运行状态有一个全面的了解。调度台前是液晶显示器，调度员可以在几个显示器之间切换，利用多屏显示了解电网运行状态的细节。



图13.1-3 某大区级电网调度中心

和电网5级分层调度机构相对应，分层配备有调度自动化系统。这种分层设置的调度自动化系统和电力系统本身的组织结构一致，也适应电能生产的内部特点；由于分层，局限了故障，总体上提高了调度自动化系统的运行可靠性；分层后也有利于提高自动化系统的实时响应的速度和系统变更时的灵活性。

目前国内电网调度自动化系统的主要功能是实现对电网运行状态的监视和控制，较高层次的电网调度中心的调度自动化系统中还配备有对发输电系统进行分析和辅助决策的高级应用软件。对于省级以上的电网调度中心需要进行发电计划、实时有功调度和自动发电控制，需要进行自动电压控制；对于地区级及以下的电网，对发电机的调度控制不是其任务，主要任务是通过开关操作、电容器和变压器分接头的调控，保证对负荷的连续供电。

4 电网调度自动化的发展历史

电网调度自动化是随着通信技术、计算机技术和控制技术的发展而发展起来的。20世纪40年代，国外采用模拟技术将数据展现在模拟盘上。60年代末和70年代初，以远动技术为基础，开发了远程计算机监控系统，直接应用于电力系统调度。1965年发生的纽约大停电事件迫使电力公司重新考虑电网运行的可靠性问题。1967年DyLiacco博士提出了电网调度中心安全分析的基本构架，1970年，状态估计应用于电网控制中心，这之后，电网调度自动化能量管理系统（EMS）有了大的发展。为了培训电网调度员，20世纪70年代末开发出世界上第一台调度员培训仿真系统（Dispatcher Training Simulator，DTS）。90年代开始了电力市场化改革热潮，适应电力市场运营的需要逐步发展出电力市场运营的技术支持系统。2003年8月14日发生的美加的大停电事故，使人们重新反思电网运行的可靠性问题，人们认识到，传统的能量管理系统需要进一步发展，提出了全局、实时闭环、综合决策的电网安全预警和决策支持系统，并发展了对电网运行风险进行评估的研究和应用。

20世纪70年代，我国就研发了基于国产计算机的电网调度自动化系统。但是，国内调度自动化系统的真正快速发展是在80年代的中后期。具有标志性的是80年代中后期，国内东北、华北、华中、华东四大电网从国外引进了数据采集和监控（Supervisory Control And Data Acquisition，SCADA）系统，在引进过程中学习国外的先进技术，终于在90年代中期开发出具有自主知识产权的SCADA系统。

另一方面，90 年代初，在国外的 SCADA 系统上自主开发出电网能量管理系统 EMS 高级应用软件。后来经过十多年的研发和工程应用实践，自主知识产权的 SCADA/EMS 已经逐渐成熟。目前，国内绝大多数电网调度中心都采用了国内自主开发的调度自动化系统。

5 电网调度自动化系统的基本组成和性能要求

电网调度自动化系统由四个子系统组成（如图 13.1-4）：①数据采集和控制执行子系统；②信息传输子系统；③信息处理子系统；④人机联系子系统。

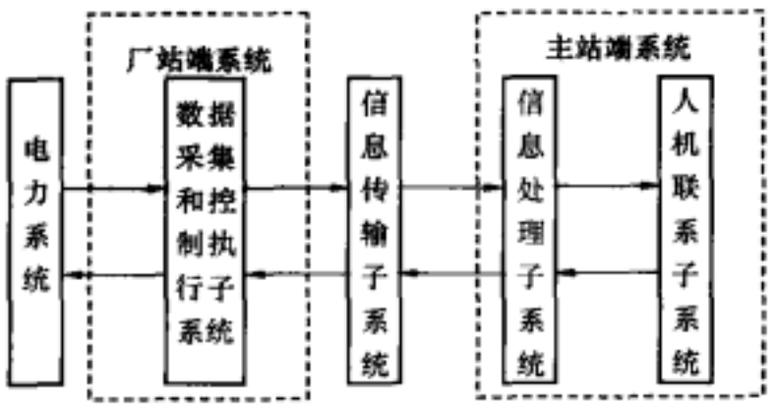


图13.1-4 电网调度自动化系统主要子系统

5.1 数据采集和控制执行子系统

该部分主要起两方面作用：

（1）采集调度中心管辖的发电厂、变电站中各种表征电力系统运行状态的实时数据，采集的量包括遥测量、遥信量，电度量，水库水位，气象信息数据以及继电保护的动作信号等。

（2）接受上级调度中心根据需要发出的操作、控制和调节命令，直接操作或转发给本地执行单元或执行机构。执行量包括开关投切操作命令，变压器分接头位置切换操作，发电机功率调整、电压调整，电容电抗器投切，发电/调相切换甚至修改继电保护的整定值。

上述功能在厂站端由综合远动装置或远方终端装置（Remote Terminal Unit，RTU）实现。

数据采集和执行子系统是调度自动化的基础，相当于人类的眼耳和手足，是调度自动化系统可靠运行发挥其功能的保证。

5.2 信息传输子系统

将数据采集子系统采集的数据和其他信息通过信息传输系统及时、无误地传送给电网调度控制中心，也将电网调度控制中心的遥控遥调命令下发给厂站控制单元。信息传输主要采用光纤、微波和电力线载波等方式。

5.3 信息处理子系统

它是电网调度自动化系统的核心，相当于人类的大脑，是电网安全经济运行的神经中枢和调度指挥司令部。它由能量管理系统（EMS）应用软件辅之以人机联系子系统来实现。

EMS 应用软件从功能上区分可分为 3 级：①数据收集级；②能量管理级；③网络分析级。如图 13.1-5 所示。

5.3.1 数据收集级应用软件

数据收集级应用软件是 SCADA 系统软件，它是 EMS 的基本应用软件，它处理电网调度中心的实时数据，下发调度控制命令；能量管理级和网络分析级应用软件有时统称为 EMS 高级应用软件，主要用于对电网运行情况进行分析和决策计算。这些软件的工作方式分为实时型和研究（计划）型两种模式。如图 13.1-5 所示。

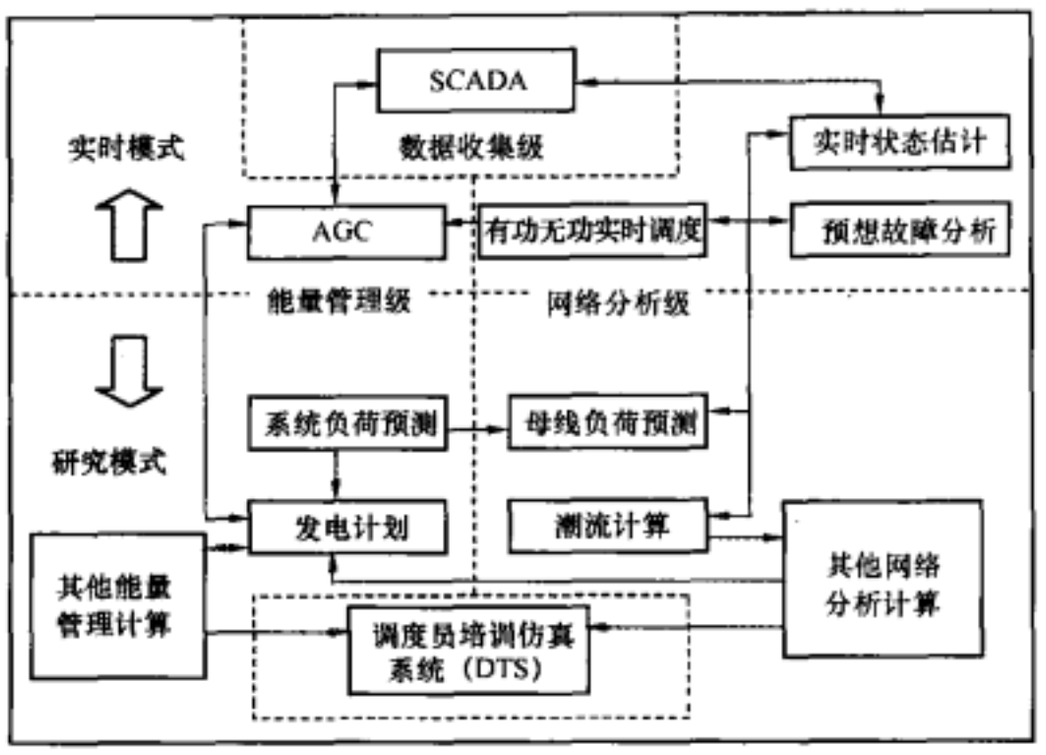


图 13.1-5 EMS 应用软件主要功能模块之间的关系

在图 13.1-5 中，横向虚线之上是实时模式，在这一模式下运行的有数据收集级的 SCADA 系统，还有对发电机和电网进行实时分析和控制的其他子系统。横向虚线之下是研究模式，在这一模式下运行的是对发电机和对电网的分析和辅助决策系统，不涉及对电力系统的直接控制。数据收集级的 SCADA 系统是所有应用的数据源（眼、耳），也提供电力系统控制命令的下发渠道（手、脚）。

在图 13.1-5 中，纵向虚线左边是能量管理级高级应用软件，涉及实时模式的自动发电控制 AGC 和自动电压控制 AVC，还涉及计划模式的日前发电计划，包括无功计划的安排等；纵向虚线右边是网络分析级高级应用软件，涉及实时模式和研究模式的电力网络分析，也给能量管理级应用提供电网安全约束信息。最下面的调度员培训仿真系统 DTS 获取发电计划和潮流信息作为培训的初始教案，进行 DTS 培训仿真计算。

数据收集级的 SCADA 应用软件实时形成正确表征电网当前运行情况的实时数据库，确定电网的运行状态，对超越运行允许限值的实时信息给出报警信息，提醒调度员注意。

5.3.2 能量管理级高级应用软件

能量管理级高级应用软件中的研究模式软件负责编制运行计划、检修计划、燃料调度计划，进行日前的有功无功发电计划安排，包括开停机计划、火电调度计划、水电调度计划、交换功率计划等；实时模式的在线控制软件包括 AGC 和 AVC，AGC 系统将系统频率维持在额定值，联络线功率维持在预定范围之内；AVC 系统保证系统电压水平在允许的范围之内，同时减小系统网损。

由于 AGC 的控制周期是 5s 左右，自动电压调节 AVR 的控制周期也在秒级；而日前做出的有功无功发电计划的计算周期较长（通常是 1h），为了保持有功无功的即时平衡，保证控制平稳，保证在有功无功控制中网络约束不被破坏，需要一个中间缓冲环节 —— 有功实时调度软件和二级自动电压控制软件。

5.3.3 网络分析级高级应用软件

网络分析级高级应用软件中，实时模式的在线网络分析应用软件实时进行电网的安全监视、安全分析和校正对策分析工作，指导对电网进行的调整，使系统运行在安全经济的状态。研究模式软件包括调度员潮流计算软件，以及对运行中的电力系统进行安全、经济和电能质量等几方面的分析决策计算软件。

能量管理级应用软件中，实时模式应用软件 AGC 和

AVC负责实时控制，是EMS高级应用软件中使用最频繁的。近10年来，随着电力市场化改革的进展，能量管理级应用软件中的研究模式的应用软件的内容已经发生了很大的变化。过去按机组效率曲线制定日前发电计划的做法，一部分已经被竞价上网、按市场规则发电的模式取代；过去使用了几十年的按等微增率分配发电功率的传统的经济调度也部分被实时交易控制的实时平衡市场所取代。本篇第6章将介绍这一变化。实时模式应用软件AGC的做法变化不大，但是AGC控制的考核标准还是有较大变化的，目的是使AGC的控制品质更好。

网络分析级应用软件在EMS高级应用软件中是最复杂、规模最庞大的软件，随着计算机和网络通信技术的发展，网络分析级应用软件的内容和运行模式已经发生了很大的变化，其特点是向全局、实时闭环、综合决策方向发展，本篇第3章的最后一节将介绍这一发展。

本篇的大部分篇幅都是介绍图13.1-4中的信息处理子系统的。

5.4 人机联系子系统

它将计算分析的结果以调度员最易接受的形式显示给调度员，调度员也通过该系统下达决策命令，实现对电力系统的控制。人机联系子系统包括模拟盘、图形显示器、控制台键盘、音响报警系统、记录打印绘图系统等。

以上四个子系统组成了电网调度中心的调度自动化系统。调度自动化系统需要有高的运行可靠性，通常用可用率表征；要有高的可用性，好的可维护性和可扩充性，计算机处理速度要足够快，满足实时性要求。

近些年发展起来的可视化技术大大改善了人机联系的性能和使用效果。

6 电网调度中心的其他子系统

电网调度中心是以SCADA/EMS系统为核心的，它是电力系统实时数据的来源，也是控制命令下达的主要渠道。为了保证电网的安全经济运行，电网调度中心还需要许多其他的子系统，辅助进行电网运行调度决策和指挥。例如，为了培训电网调度人员，为了更好地研究电网的运行方式，需要调度员培训仿真系统DTS；为了进行水电系统的优化调度，需要水库调度自动化系统；为了更好地了解影响电网安全运行全局因素，需要安装雷电监视系统；为了做好事故分析和处理工作，需要故障录波信息的远程传输和收集；需要继电保护信息管理系统；为了实施电力系统的全局动态分析和紧急控制，需要进行功角测量的广域测量系统（Wide Area Measurement System，WAMS）；为了进行调度中心相关的生产管理，需要调度管理信息系统（Dispatch Management Information System，DMIS）；为了进行电力市场运营，需要电力市场技术支持系统等。

调度中心的这些子系统还需要厂站端的自动化系统作支持。调度中心主站系统和厂站端系统的运转都需要靠良好的通信系统来支持，实现这些系统之间的远距离信息交换的任务。

对于地区电网下属的城市配电网，还需要使用配电网管理系统（Distribution Management System，DMS）。和省级电网以及地区级电网不同，DMS管理的是35kV及以下电压等级的中压配电网的运行。

SCADA/EMS系统和调度中心其他相关子系统的协调工作，保证了电网调度中心的正常工作，保证了电网的安全经济运行。

7 调度自动化系统的计算机通信网络安全防护

要保证电力系统的运行安全，电网调度自动化系统本身的运行安全也十分重要。按照《全国电力二次系统安全防护总体方案》，其总体原则为“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”。

调度中心的业务涉及直接的生产控制、间接的生产管理和常规的业务管理等多方面。为了相互交换数据，各个方面的系统需要通过计算机网络联在一起。但是，由于每个方面面对的使用对象不同，对系统安全性的要求也不同，因此，必须要有完备的安全措施才能保证这些系统功能的正常发挥。调度自动化系统的计算机通信网络安全防护就是为实现这一目标而设计的。

近年来调度自动化系统的内涵已经有了较广的延伸，由原来单一的EMS扩展为包括EMS、配电管理DMS、电量采集TMS（Tele-Metering System）、水调自动化、雷电监视、继电保护故障信息、故障录波远传、功角遥测、电力市场技术支持和调度生产管理DMIS等系统。这么多应用系统集成在一起，相互之间交换数据，如果没有有效的信息安全防护措施来保证，这些系统就不能正常发挥它们各自的功能。

电力系统中计算机数据通信网络应用根据业务类型、实时等级、安全等级等因素可分为生产信息类数据传输和管理信息类数据传输两大类，分别属于生产控制大区和管理信息大区。

生产信息类数据的实时性要求高，其中遥控和遥调信息与电网安全直接相关，可靠性要求最高；与计费相关的电力市场业务对安全性有特殊要求，不仅要求可靠，原始数据还要求保密。

管理信息类数据的实时性要求相对不高，但数据量大，保密性要求较高，覆盖除生产控制类以外的所有数据业务。

目前，国内已经采用光纤＋SDH（Synchronous Digital Hierarchy）＋IP模式建立了调度数据专用网。调度数据专用网除了传送EMS数据外，还传送电能量计量计费、水调自动化、电力市场等生产控制大区里的信息。

调度中心的数据按照安全级别分别管理。图13.1-6给出了国内调度机构二次系统安全分区的示意图。包括各级电力监控系统和调度数据网络SGDnet❶（State Grid Data network）以及各级管理信息系统（MIS）和电力数据通信网络SGTnet（State Grid Telecommunication network）构成的大系统。

图13.1-6中的上、下两部分分别表示两个独立的电网调度中心，它们的生产控制大区之间通过国家电网调度数据专网SGDnet进行通信。

图13.1-6中的左右两部分分别表示生产控制大区和管理信息大区。

左侧的生产控制大区分为两个安全分区。安全区Ⅰ是实时控制的生产区，运行了SCADA/EMS、AGC、AVC等和生产调度直接相关的系统，这些应用系统有的还要下发控制命令（如AGC、AVC），它的安全级别最高；安全区Ⅱ是非控制的生产区，运行了电能量计量计费、水调自动化、电力市场信息和继电保护故障信息系统等，也运行调度员培训仿真系统。这些应用不需要对电网进行控制。两个区之间通过

❶ 过去称为SPDnet（State Power Data Network）。

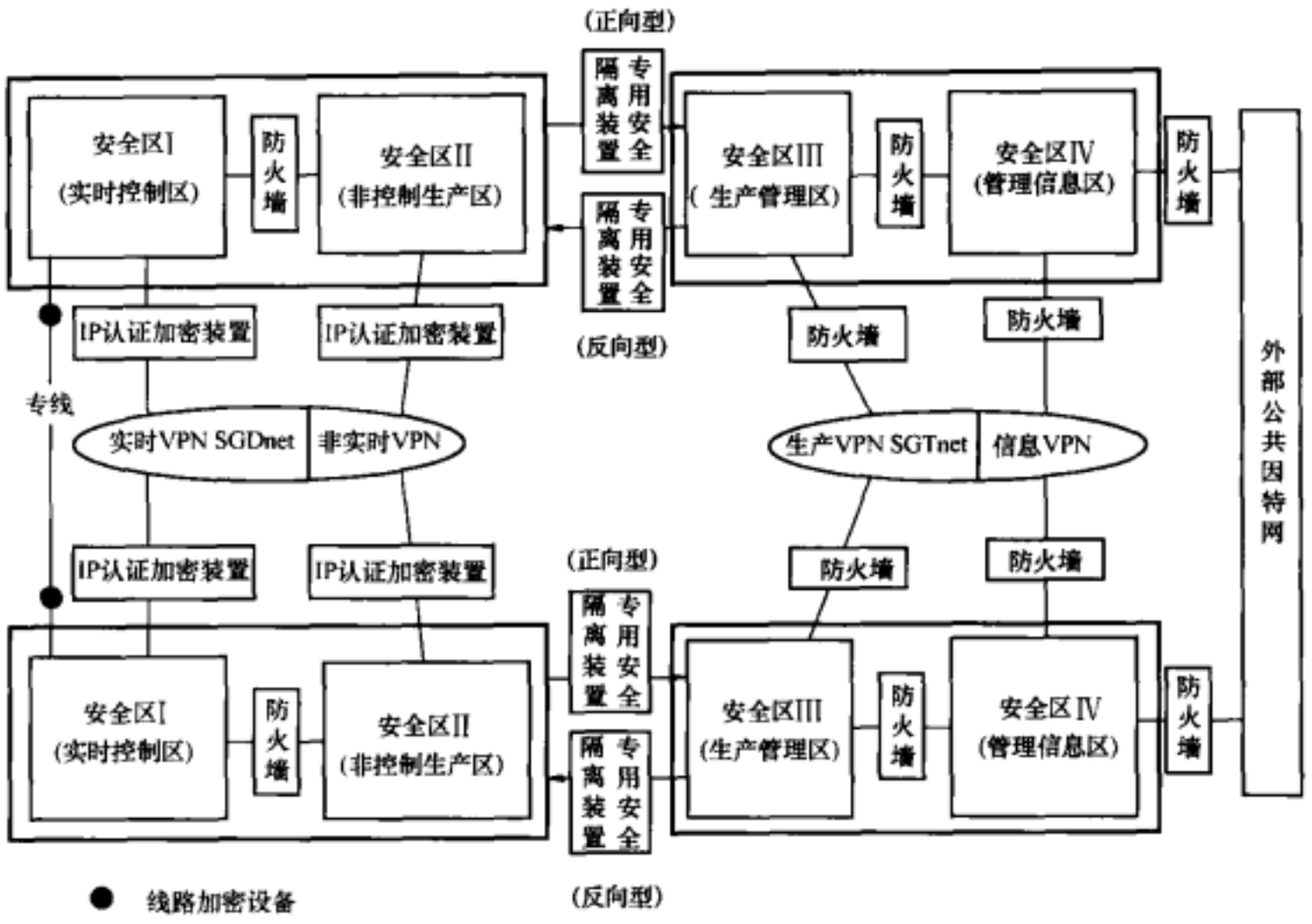


图 13.1-6 电网调度中心应用的安全分区

防火墙隔离。不同控制中心的生产控制大区之间通过 SGDnet 交换数据，但是需要通过纵向加密认证装置进行有效的隔离和防护。

右侧的管理信息大区也分为两个安全分区。安全区Ⅲ是和生产有关的管理区，运行了调度管理信息系统 DMIS；安全区Ⅳ是管理信息区，运行了电网公司企业内部的其他常规业务。两个区之间通过防火墙隔离。不同电力公司的管理区之间通过 SGTnet 交换数据，但是需要通过防火墙进行有效的隔离和防护。

生产控制大区和管理信息大区之间通过专用的电力专用横向单向隔离装置进行隔离，以保证生产控制大区信息的安全。

8 电网调度自动化系统的发展趋势

超大规模互联电力系统运行中出现的问题是极其复杂的，人类虽然可以通过快速测量和通信手段对电力系统进行实时监视和控制，但是无法直接在物理电力系统上试验，只能采用数值仿真的方法建立物理系统的数学模型，利用实时采集的电网数据，在数学模型上进行分析，利用分析的结果指导对电网的控制。

电网调度自动化系统既能够进行实时数据的采集和监控，也能够对电网进行实时数值仿真和分析，调度员可以利用分析结果实施对电网的调度和控制。

电网运行状态的变化在时间和空间上是极其复杂的，电网运行控制的目标也是多方面的，电网调度自动化系统也需要不断发展变化。电网调度自动化系统的总的发展趋势是，适应电网的发展需要开发新的分析和决策功能；同时，为了更好地辅助调度员进行调度和控制，需要发展实时在线、自动智能的安全预警和决策支持系统；为了适应新技术不断发展的需要，电网调度自动化系统需要标准化，需要更加开放，以满足调度中心各个子系统的融合和交互的需求。

9 本篇内容安排

本篇内容涉及电网运行调度及调度自动化系统。第 2 章介绍电网调度自动化的数据收集级的应用——SCADA 系统，第 3 章介绍电网调度自动化的 EMS 高级分析应用软件，包括能量管理级和网络分析级应用软件，第 4 章介绍 EMS 高级应用软件的扩展——调度员培训仿真系统（DTS）。由于电网控制中心的应用已经大大扩展了，发展了很多为调度生产服务的子系统，第 5 章介绍其中重要的应用子系统。第 6 章介绍了电力市场技术支持系统，它是电力市场环境下电网控制中心的最新发展，已经成为电网调度中心的一个核心内容。

需要说明的是，我国通常将电网调度机构称为电网调度中心。由于国内一些单位将通信专业也放在其中，也称为电网调度通信中心。国际上习惯上将电网调度机构称为电力控制中心（Electric Power Control Center）。随着技术的进步，越来越多的全局实时闭环控制功能在电力系统运行中得到应用，电网调度机构不再只是行使对电力系统运行的调度管理功能，而且行使控制功能，称电网控制中心似乎更合理。在本篇中，为了适应国内多年的习惯，我们还是将电网调度机构称为电网调度中心。

第 2 章　数据采集和监控(SCADA)系统

1　概述

SCADA（Supervisory Control And Data Acquisition）系统即数据采集和监控系统，它是电网调度自动化系统的基础和核心，负责采集和处理电力系统运行中的各种实时和非实时数据，是电网调度中心各种应用软件主要的数据来源。SCADA 系统包括实时数据采集、数据通信、SCADA 系统支撑平台、前置子系统、后台子系统等。

数据采集包括反映物理过程特征的数据的产生，数据发送、接收和数据处理；监视控制不仅包括对物理过程的直接控制，还包括管理性控制，只下发调控指令，由厂站端或下级调度人工调控。通常数据采集装置和控制装置安放在厂站端，与主站端监控系统并不在一起，所以要实现数据采集和直接控制功能需要双向数据通信，一般认为数据采集是信号上行的通信，而直接控制是信号下行的通信。

一个 SCADA 系统通常由一个主站和多个子站（远方终端装置 RTU 或变电站综合自动化系统）组成。主站通常在调度控制中心（主站端），子站安装在变电站或发电厂（厂站端），主站通过远动通道或广域网实现与子站的通信，完成数据采集和监视控制。我国分为五级调度，主站除接收子站信息，还以数据通信方式接受从下级调度控制中心主站转发来的信息，又向上级调度控制中心主站转发本站的信息。

厂站端是 SCADA 系统的实时数据源，又是进行控制的目的地。SCADA 所采集的数据包括模拟量测量（又称为“遥测”），状态测点（又称为“遥信”）和脉冲累加量（又称为“遥脉”）。

SCADA 系统的主站分为前置子系统和后台子系统，二者通过局域网相联相互进行通信。前置子系统主要完成与厂站端及其他调度控制中心的通信，并将获得的数据发送给后台子系统。后台子系统进行数据处理。SCADA 把这些最近扫描的已经处理的反映被监视系统状态的数据存储在数据库中。画面连结数据库，因而画面就直观地给出该系统状态的正确景象。SCADA 为每一个量测量赋予一个状态和记录数值的变化趋势，当设备处于不正常状态或运行限值已被超过时通知调度员。通过提供电力系统的当前状态及过去状态，调度员可对电力系统进行监视。调度员能对电力系统设备和 SCADA 系统本身进行控制，这使得调度员能使 SCADA 系统适合于当前电网工况。调度员能够用人工值去替换远动数据，也可以发出命令给电力系统控制装置。

2　实时数据采集

实时数据即当前的运行数据。电力系统中的发电厂和变电站有大量设备，随之有大量的运行数据供厂站自身监控和电网监控使用。SCADA 主要采集的信息包括电网中发电机和变压器的运行状态、发电出力和负荷变化情况、网络结构和潮流分布情况、电网的动态变化和事故情况等。为了确保电网安全稳定地运行并且效益最高，实时数据的采集必须快速、全面并且准确。

2.1　远动技术基本概念

远动技术是指对厂站设备的远方监视和控制，是 SCADA 实时数据采集的基础。远动技术的主要功能是“四遥”，即遥测、遥信、遥控和遥调。遥测是物理量值的测量，遥信是状态量的测量，遥控是对状态的控制，遥调是对物理量值大小的调整。远动技术的实施需要两套装置，其一是位于被测控物体方的测控终端 RTU（Remote Terminal Unit），其二是位于测控中心的系统，对电网来讲就是 SCADA 系统。由于技术的发展，许多 RTU 已不再是独立的装置而成为变电站综合自动化系统的组成部分，就像主站的 SCADA 功能成为 EMS 的一部分功能一样。

2.2　开关量和模拟量

对电网来讲要测量的量有两大类，一类是状态量，一类是模拟量。状态量（Status）包括断路器和隔离刀闸的开/合、发电机和变压器的投/停等具有两种状态的量，还有如变压器抽头位置、设备检修/冷备用/热备用/运行，以及继电保护动作等具有多种状态的量，电网中状态量是以某种相对应的接点开/合来表示的，故称为开关量。

模拟量（Analogue）不是物理上的术语而是测量上的术语，在不同的场合有不同的定义，例如：模拟量不是突变的而是连续变化的物理量；模拟量不是原物理量而是用传感器和变送器线性地改变了值的大小甚至改变了性质后的物理量；模拟量是其值没有数字化的物理量等。

2.3　开关量的采集

电网中许多设备带有高电压和大电流，难以直接采集其开/合、投/停以及档位等状态，必须通过设备上相关的辅助接点间接地采集。这些接点可能会抖动、拒动、误动，在采集时要有判断和处理措施。

2.4　模拟量采集的互感器、传感器和变送器

互感器是高电压大电流测量时用于降压、减流的变换元件。传感器和变送器是非电气量或低电压小电流电气量的测量装置。

2.4.1　交流互感器

交流互感器用于测量交流电流或交流电压。电网中的基本电气量是交流电流和电压，其他电气量可由它们派生，所以测量只用电流互感器 CT（Current Transformer）（文字符号 TA）和电压互感器 PT（Potential Transformer）（文字符号 TV）。两者都是电磁感应式器件，其原理像一个内阻很小的变压器。对 500kV 及以上电压的测量则用并联电容器分压，将电压互感器一次侧接在电容器串的低压抽头上，以减小互感器绝缘成本。互感器有比值误差和相角误差，根据误差做准确度分级，有 0.2%、0.5%、1%、3% 等四级。电压互感器二次侧线电压为 100V，相电压为 57.74V；电流互感器一次侧从 5A 到 2 万 A，共分 30 档，二次侧电流为

1A 和 5A 两种。

2.4.2 直流互感器

直流互感器用于测量直流电流或直流电压。直流电压互感器分电压型和电流型两种。电压型直流电压互感器用并联的高电阻分压，互感器接在高电阻的低压段上，经放大器得到足够的功率再输出。放大器有磁、电、光三种。电流型直流电压互感器是将互感器串接在低压高电阻的近地端，然后并接到线路上。直流电流互感器的构成原理有多种，如分流器原理、磁调制原理、磁光原理（利用法拉第磁光效应）以及霍尔效应原理。

2.4.3 光电式电流互感器

因其将互感器和传感器做在一起，故又称光电式电流传感器。它的出现是超高压组合电器的要求。组合电器要将断路器、隔离开关和互感器按单元紧密地组合在一起，这就要求互感器取消铁芯并将其电位浮空以减少线圈绝缘厚度。互感器电位浮空必须将互感器与变送器的电联系隔离，因此出现用光导纤维将互感器与变送器隔离的光导纤维电流传感器。

无铁芯的电流互感器有两种，一种是罗果夫斯基线圈，另一种是法拉第磁光效应的传感器。罗果夫斯基线圈是自绕式空心线圈。法拉第磁光效应的传感器是当一束光经过极化器后变成极化光，当它穿过法拉第光敏感器（磁光晶体）时极化光束会偏转角度，角度的大小和光敏感器附近的与光方向平行的磁场强度成正比，将法拉第敏感器放在线路或母线上，它们生成的磁场方向正好是所需的方向。法拉第磁光效应电流传感器可用于交流和直流电流测量。由于极化光束偏转角测量比较困难，改用光的强弱，将光的强弱转换成光纤传输用的光码信息，在光纤末端再转换成电子编码信息输出给 SCADA 系统。

2.4.4 传感器和变送器

传感器是以一定的精度把被测量转换成与之有确定量值关系的、便于应用的某种物理量的测量装置。若将传感器的输出变成 1～5V 直流电压或 4～20mA 直流电流的标准信号，则称为变送器。直流信号可以用模-数转换电路变成数字量输出。SCADA 用的变送器有部分是脉冲输出。变送器用集成电路和微机芯片组成。

2.5 电气模拟量的直流采样

所谓直流采样是将交流信号整流成直流信号，经过某些运算和处理，然后用直流电压和电流输出。这是因为早期的计算机和微机的处理速度慢，无法满足交流采样速度和计算速度要求造成的。传统的远动测控装置都采用直流采样，但现在变电站综合自动化系统已改用交流采样，因为交流采样装置简单，而且可采集电网动态变化过程的信息，所以逐渐取代直流采样。

2.5.1 交流电流电压平均值采样

采用原理如式（13.2-1）所示：

$$U_{ave} = \frac{1}{T}\int_0^T u(t)\mathrm{d}t \qquad (13.2\text{-}1)$$

式中：U_{ave} 为 U 的平均值；T 为周期。在变送器中用检波器（全波整流器）、运算放大器和其他电阻电容元件即可实现。

2.5.2 交流电流电压峰值变送器

在变送器的电子电路中某处用一对地电容器即可短时保持正弦波或脉冲波的峰值以供测量。

2.5.3 交流电流电压有效值采样

采用原理如式（13.2-2）所示：

$$U_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T u^2(t)\mathrm{d}t} \qquad (13.2\text{-}2)$$

式中：U_{rms} 为 U 的有效值。用电子电路的乘法器和其他元件构成此种计算。若交流波形失真度小，也可以将交流平均值测量的数据乘以 1.11 倍得到有效值。

2.5.4 交流功率的采样

功率变送器的输入端为三相电流和三相电压，将它们变成直流后经过乘法器相乘即可得出三相功率。有功和无功功率计算只需改变输入的三相电压和电流端子的接线。

2.5.5 交流电能量的测量

在功率变送器元件的基础上将功率输出用 U/F 调制器按输入电压 U 的大小变成相应数量的脉冲。累计一定时段的脉冲量即可代表该时段的电能量。

2.6 非电气模拟量的直流采样

SCADA 系统中用到的非电气模拟量有水位、温度和压力，如水库水位、变压器油温、断路器中 SF_6 的压力等。

2.6.1 温度变送器

用热电偶和热电阻将温度转成电气量。

2.6.2 压力变送器

一种方法是用压敏晶体将压力变成电气量。另一种方法是用压力去推动某物体从而改变相关的电感量或电容量，再将它们放大后变成电压或电流输出。

2.6.3 水位变送器

目前主要有三种水位变送器：

（1）投入式水位变送器。其原理是将压敏晶体传感器置于库底，它感受到的水压 $P=rh$，这里 r 是水的比重，h 为水深。将 P 转换成代表水深的直流电压。水中的泥沙和杂质会影响水的密度。

（2）气泡式水位变送器。将两端开口的水管置于库底，往露出水面的上端口注入压缩空气，当气压与水压平衡时，气压就代表水压，用压敏晶体测得气压即可转换成代表水深的直流电压。此种水位变送器在水外，故障率明显低于上述投入式水位变送器。

（3）超声波水位变送器。水位变送器置于水面上某已知标高的位置，向水中发射超声波脉冲，并接收其反射超声脉冲，根据入射脉冲和反射脉冲的时间差算出水深。此种变送器的精度会受水面波浪的影响。

2.7 与时间有关的电网频率、周期和相位等电气参数的采样

SCADA 系统所需采集的电网频率、周期和相位等电气参数可用已知频率的脉冲计数法采样。它们主要的采样用电子电路包含与门、触发器、高精度晶体脉冲发生器和脉冲计数器。与门的各个输入端都是高电平时输出为高电平。触发器有‘0’、‘1’两个输出端，两者电位总是高低相反。触发器还有置‘0’和置‘1’输入端及一个计数输入端，对该端每输入一个脉冲，触发器的‘0’端和‘1’端的电平就相互反转一次。与门一个输入接触发器‘1’，与门的输出端接脉冲计数器。

2.7.1 频率和周期量采样

电网频率和周期量的采样实际采用周期采样法采样然后再计算。

2.7.2 相位（相角）量的采样

相位（相角）是电网不同母线电压的相位差和电流及电压间的相角差。其采样方法可将两路波形整形成边缘明确的

陡直波形，用它们分别送入到触发器的置‘1’和置‘0’端，触发器的‘1’端为高电平的时间就是相差时间，在此时间内用已知频率的高频脉冲去计数，计数结果可换算成时间或角度。

2.8　交流电气量的交流采样

随着计算机和微机芯片处理速度的快速提高，交流电气量的直流采样已逐渐被交流采样替代。交流采样的方法是采集交流电流和电压每周波的波形点值，再根据波形点值用计算机或微机计算出电流电压的幅值、有效值、功率因数、有功和无功功率、各母线电压的相角差、频率、周期等。与直流采样相比，交流采样的主要优点是：①采样装置简单；②采样装置种类少；③采样精度高；④能反映电网的动态变化过程，因此现在的变电站综合自动化系统已全部用交流采样代替了直流采样，只保留了非电气量的直流采样。只有早期投运的变电站内还保留着电量的直流采样装置。

交流采样方法和计算方法按应用的要求有多种，如继电保护动作电流的采样少于半个周波，每次采样只采 3～5 点，而 SCADA/EMS 的交流采样每周波要采二十几点到几十点。交流采样后计算电流电压的幅值/相角的算法有许多种，如①考虑输入为正弦波的采样值积算法和半周积分算法；②考虑了输入信号中有不衰减直流分量和整次倍谐波的付氏周期函数算法；③用于衰减性直流分量和输入信号不是周期分量的随机函数算法；④基于继电保护快速计算要求的算法等。

SCADA 系统采用的交流采样方法是傅氏周期函数算法，其基频分量采样值算法如下。

2.8.1　实部和虚部分量计算

$$X_R = \frac{2}{N}\sum_{k=1}^{N} X_k \cos(k2\pi/N) \qquad (13.2\text{-}3)$$

$$X_I = \frac{-2}{N}\sum_{k=1}^{N} X_k \sin(k2\pi/N) \qquad (13.2\text{-}4)$$

式中：X_R 为基频分量实部值；X_I 为基频分量虚部值；N 为一周期的采样数；k 为采样点号。

2.8.2　幅值/相角计算

$$X = \sqrt{X_R^2 + X_I^2} \qquad (13.2\text{-}5)$$

$$\phi = \arctan\frac{X_I}{X_R} \qquad (13.2\text{-}6)$$

式中：X 为基频分量幅值；ϕ 为基频分量相角。

现在有一种同步相量测量装置叫 PMU（Phasor Measurement Unit），它也是电流电压波形的交流采样，也是用 GPS 的秒脉冲去同步装置的采样脉冲，也是用傅氏算法计算电流电压的幅值和相角或实部和虚部，也采集开关量的变位时间，只不过输出的信息格式和频度不同。PMU 每秒输出 50 帧信息以反映电网的动态变化过程，而一般的交流采样每秒只输出 1 帧信息，只能反映电网的稳态变化，只是软件处理的不同。在硬件上将它们合一，可以减少大量投资和解决电缆敷设的困难。在软件上加以适当的处理，将 PMU 和一般交流采样统一起来，这是发展的必然趋势。

2.9　变电站综合自动化系统和远动测控终端

随着计算机和网络通信技术以及电网监控技术的快速发展，对变电站自动化提出了一系列新的要求，变电站综合自动化系统应时而生。经过多年的努力，现在除原来已装了 RTU 的变电站，所有新建变电站都改用了综合自动化系统。该系统不仅大量减少了各种传统的仪表和操作盘台，减少了二次系统的电缆布线，减少了占地面积，最重要的是增添了大量新的功能，并使本来没有关联的装置组合出新的功能，使变电站从仅有继电保护、RTU、故障录波等互无联系的孤立装置发展成一套有序组合的综合自动化系统。

变电站综合自动化系统的功能有：电网一次系统正常运行和事故运行时的开关量和电流电压模拟量的交流波形采样和电流电压幅值和相角及实部/虚部、有功/无功的计算，继电保护和自动装置配置和动作信息的采集，母线/变压器/线路的微机保护子系统，小电流接地选线装置和备用电源自投装置及低周减载装置子系统，一次和二次系统正常运行的监视和异常运行的报警，各二次控制系统动作的监视和报警，变电站辅助设备异常的报警，一次系统的拓扑分析，五防操作票的自动生成及走错间隔和误操作闭锁，一次系统检修票的自动生成，一次设备状态检修的分析和安排，输电线路的故障测距，按分级分区定值要求的变电站无功补偿装置和变压器抽头的自动调整（AVR），本站电网低频振荡的捕捉和分析，本站电网频率谐波分析，本站电网负荷特性分析，利用站内各种信息所做的本站电网故障分析，变电站值班员培训仿真及所用的外部网络仿真的组合等。

变电站综合自动化系统的硬件结构由一个计算机主控系统和各种控制子系统构成，主控系统提供一套支持软件，如实时和历史数据的存储管理、画面生成和显示管理、统计计算和报表管理、与各级调度 SCADA 主站的通信管理等，此外还提供各种计算和分析功能。变电站综合自动化系统的数据采集子系统的相应功能替代了原先 RTU 的“四遥”和事件顺序记录 SOE（Sequence of Events）等功能，信息采集的种类大幅度增加，采集速度大幅度提高。

3　电力系统调度信息的分类

电力系统运行时，各级调度中心及发电厂、变电站之间要传递反映运行状态和进行控制调节的信息。由于电力系统中发电厂、变电站数量多、分布地域广、运行状态变化频繁、变化过程快，因此要求调度信息采集和传输具有高实时性和高可靠性。在电力系统中发电、输变电、供用电是同时进行的，时刻都要保持电的平衡，调度信息的高实时性必须满足调度人员和调度自动化系统及时响应的要求。遥信、遥测信息的差错会导致调度人员做出错误判断和决策，而控制命令发生差错将会导致误操作。调度信息的高可靠性是保证控制命令正确执行的先决条件。

调度信息可按功能要求、信息流向、信息制式等进行分类。按功能要求分类，可分为实时信息，批次信息和水情信息：

3.1　实时信息

反映电力系统实时运行状态和进行设备控制调节的信息。从调度控制中心角度或主站角度，实时信息分为遥信信息、遥测信息、遥控信息和遥调信息。

3.1.1　遥信信息

反映电力系统中发电厂、变电站内各断路器、隔离开关的合分状态，变压器分接头位置以及继电保护和自动装置的动作状态等，用于确定电网的拓扑连接关系。

3.1.2　遥测信息

反映电力系统中发电机、变压器和线路的有功功率、无功功率、电流，母线电压，会解列区域的频率以及用于统计的电能量和无功电量等，用于确定电网运行状态。

3.1.3　遥控信息

由调度控制中心向所管辖的发电厂、变电站发送的断路

器合分闸、发电机开停机以及电容器和其他自动装置投切的遥控命令。用以控制操作远方的电力设备。

3.1.4 遥调信息

由调度控制中心向所管辖的发电厂、变电站发送的调节发电机功率和电压、变压器分接头以及其他电力设备的远方调节命令，以改变远方设备的运行工况。

3.1.5 相量信息

用通过相量测量装置 PMU 高速采样三相电压电流，经离散傅里叶变换 DFT（Dispersed Fourier Transform）得电压电流基波和各次谐波相量的模及相位。

3.1.6 SOE 信息

从发电厂、变电站发向调度控制中心的带有发生时间标志的事件记录。厂站端所发生的事件包括断路器跳闸、继电保护装置动作等。要求时间分辨率站内±2ms，系统内±7ms。SOE 信息可用于事故发生后分析故障类型、继电保护装置的动作和继电保护动作与断路器跳闸的次序等。

遥信信息和遥测信息是实现运行监视的基础，而遥控信息和遥调信息是对电力系统进行安全经济运行的调度手段。

按有关规定的时间响应指标，遥信变位传送至主站小于或等于 3s，遥测越死区传送至主站小于或等于 3s，全遥信遥测扫描传送为3～8s，遥控命令传送小于或等于 3s，遥调命令传送小于或等于 4s。

3.2 批次信息

为管理服务的数据，报表以及对电力系统安全、经济运行进行运算后的一些结果数据。其实时性要求较低，因此经常是等待积累到一定数量且通信通道无重要信息传送时按批次发送信息。

3.3 气象、水文、水情信息

反映电力系统有关地区内气象水情情况信息对调度控制中心进行运行调度也是有意义的。如气温、雨量等气象信息可供预测负荷变化。雷电、雨、风信息有助于进行电力系统事故预想。水电站上游水库水位、下游尾水位、流域来水等水文水情信息，可协助运行计划人员对水电站进行发电计划安排。

3.4 信息传输的制式

调度信息在通道上传送一般均是采用数码形式。厂站端信息输入和输出制式可分为模拟量、开关量、数字量和脉冲量。

3.4.1 模拟量

量测量的数值是随时间连续变化。为适应数据采集、遥测传送和计算机处理的技术要求，遥测信息的厂站端信息输入制式是模拟量输入，模拟量输入必须经过模拟量/数字量转换器成为二进制数码；设定值（Set Point）的遥调信息的厂站端信息输出制式是模拟量输出，必须把二进制数码形式的遥调信息经过数字量/模拟量转换器成为模拟量输出。

3.4.2 数字量

量测量的数值在时间上是离散的，其数值以二进制编码来表达。如水位计、变压器分接头的档位的输出就是二进制编码或二十进制编码的厂站端数字量输入，而有级调节的遥调信息通常是以厂站端数字量输出。断路器、隔离开关、继电保护装置的接点等称为开关量或状态量，它们是只具有二种状态的量。一个开关量状态可用一个或二个比特表示，所以开关量实际上也是数字量。开关量的遥信信息就是厂站端数字量输入，而遥控命令的开关量遥控，经继电器空接点输出就是厂站端数字量输出。

3.4.3 脉冲量

以脉冲形式表示的量。如以脉冲输出的电能表，脉冲计数的累加值就反映电能。脉冲输出的电能信息就是厂站端脉冲量输入。厂站端脉冲量输出分为脉冲宽度调制的遥调输出和定脉冲宽度，以脉冲计数调节的遥调输出。通常升降命令的遥调输出是以脉冲计数调节的脉冲量输出。

4 远动数据传输和规约

4.1 远动数据传输方式

4.1.1 链路结构

站与站之间的数据传输设施称为链路。远动的链路结构有点对点、共线方式和网络方式等。

（1）点对点方式：控制站和一个被控站通过一个专用链路连接，实现全双工通信。

（2）共线方式：控制站和 N 个被控站通过一个公共链路按共线方式连接，这种通信方式能够节约通道投资。

（3）网络方式：按照一定的拓扑结构和体系结构，通过实体通信线路将数据交换节点、数据站、数据终端相互连接所组成的数据通信网络。

4.1.2 远动数据传输方式

远动数据传输方式有循环 CDT（Cycle Digital Transmission）方式、问答（Polling）方式、网络方式。

（1）CDT。被控站将采集到的实时数据按约定的规则循环不断地向控制站传送。这样数据传输方式为循环式 CDT。只适用于点对点通信。如只传输遥信、遥测信息，CDT 方式数据传输只需上行通道就能工作。适合于 CDT 的电力行业标准远动规约是 DL 451-91。

（2）问答方式。控制站要获得监视的信息，需先向被控站查询，然后数据才从指定的被控站送往控制站。这样的数据传输方式为问答式（Polling）。问答式数据传输要求有上行、下行双向通道。问答式又分为平衡式和非平衡式两种。非平衡式是由主站按约定规则呼叫各子站，子站仅在主站呼叫它时才能应答并依规定次序进行报文传输，适用于点对点通信和共线方式通信。平衡式允许子站主动呼叫主站，它只能用于点对点通信。适合于问答方式的国际标准远动规约是 IEC 60870-5-101。

（3）网络方式。通过计算机通信协议在广域网络上进行计算机网络通信，这样的数据传输方式为网络方式。通常是在 TCP/IP 之上。适合于网络方式的国际标准远动规约是 IEC 60870-5-104、DNP3.0。

以开放系统互连 OSI 的参考模型来看，远动规约都是应用层协议。CDT 循环式和 Polling 问答式的远动规约都直接建构在数据链路层上，网络方式的协议则建构在 TCP/IP 的传输层上。

4.2 远动数据传输方法

远动信息经信息转换和编码后都成为数字的数据信息。SCADA 系统的厂站端和主站端的通信是数据通信。数据传输既可能用数字通信，也可能用模拟通信来实现。

4.2.1 模拟通信和数字通信

信息是通过信号进行传递的。信号可分为模拟信号和数字信号。模拟信号是指其代表信息的参数（如幅度、频率或相位等）完全随信息的变化而变化，好像模拟信息变化，所以称为模拟信号。数字信号指不仅在时间上，而且在幅度上

也是离散的信号。数字信号的幅度集合是任意的有限数集，而通常是二进制集合（0，1 集合）。

模拟通信是利用模拟信号传递信息的通信方式。在模拟通信系统中，传送的信号是模拟信息变化的波形，系统质量的主要指标是信噪比，在接受端对信号的检测是对信号连续波形的参数的估计。

在模拟通信系统中最常用的调制方式是幅度调制（Amplitude Modulation，AM）、频率调制（Frequency Modulation，FM）和相位调制（Phase Modulation，PM）。最常用的复用方式是频分复用（Frequency Division Multiplex，FDM）方式。

数字通信是采用数字信号传递信息的通信方式。在数字通信系统中，传送的信号是取有限个状态的离散脉冲，主要指标是误码率，在接受端对信号的检测是正确判决接受信号属哪一种离散状态。最常用的复用方式是时分复用（Time Division Multiplex，TDM）方式。

4.2.2　调制解调器

调制解调器（MODEM）位于数据终端设备与模拟通信线路之间，用以实现将数字信号变换为可在线路中传输的模拟信号和将模拟信号变换为数字信号的设备。调制解调器包括调制器与解调器两部分。

调制后的载波信号 $u(t)$ 如下式：

$$u(t) = U_m \sin(\omega t + \phi)$$

式中：U_m 为振幅；ω 为角频率和 ϕ 为相角。

利用数字信号调变这三个参数之一，称为数字调制，又称键控。产生三种键控方式即振幅键控 ASK（Amplitude Shift Keying）（即幅度调制 AM）、移频键控 FSK（Frequency Shift Keying）（即频率调制 FM）和移相键控 PSK（Phase Shift Keying）（即相位调制 PM）。ASK 是随数字信号的 1/0 而改变载频输出波形信号的有/无；对 FSK 则改变载频频率的高/低；对 PSK 则改变载频相角。远动所用调制解调器 Modem 通常为 FSK 制式。

调制：对 FSK 制式的调制器其内部是一个可控振荡器，根据进入的数字信号的 1/0，输出相应的音频信号 $F \pm \Delta f$，其中 F 为中心频率。调制后输出的音频信号经发送滤波器、发送放大器、可变衰耗器和输出变压器送往通信线路。

解调：从线路来的对端 FSK 制式信号先通过带通滤波器滤去带外噪声，然后进行放大、限幅、整形而成方波，再经鉴频后判决信号 1/0，完成解调。

4.2.3　数据通信

SCADA 系统所关心的通信是数据通信。数据通信可能通过模拟通信也可能通过数字通信实现。数字数据信号通常经调制解调器转换后为 3.4kHz 带宽的音频模拟信号。该模拟信号可以用模拟通信通道来传输；该模拟信号也可以先进行数字化即采样、量化和编码成 64kbit/s 速率的数字信号，然后用数字通信通道传输。循环式 CDT 和问答式 Polling 都采用这种数据传输方法。这种数据传输方法所采用的通信通道称为远动专线通道。

目前国内电力调度数据网已经建成并正在完善，以计算机网络通信实现子站与调度中心之间以及调度中心与调度中心之间的数据通信。以计算机实现的数据站或数据终端与数字通信线路之间需要安装路由器。网络方式都采用这种数据传输方法。这种数据传输方法所采用的通信通道称为网络通道。

网络方式远动规约的国际标准是 IEC 60870-5-104。调度中心之间的数据通信采用标准的通信协议 IEC 60870—6（TASE.2）或 DL 476—92。

4.3　远动数据通信方式

远动数据的通信方式通常有有线、电力线载波、微波和光纤等。

4.3.1　电力线载波

电力线载波的通信设备是耦合电容器、结合滤波器、阻波器、高频电缆和载波机等。电力线载波系统使用的频率范围 40～500kHz，可输入音频信号带宽 4kHz。远动信号可独占一路 3.4kHz 音频话路，或有时一路 3.4kHz 音频话路中 0.300～2kHz 传送话音信号而 2.4～3.4kHz 频带传送远动信号称为上音频复用。

4.3.2　微波

利用微波传播进行的通信。波长为 1mm～1m 或频率从 300MHz～300 000MHz 范围的电磁波叫微波。微波的波长很短，具有类似光波沿直线传播的特性，绕射能力很弱，容易被反射，所以微波只能在视线范围内（50km）传播。若想实现长距离通信，要采用接力方式，将信号多次转发，因此又叫微波接力通信。微波波段频带很宽，可以传送多路电话（如 960 路、1800 路及其以上话路）或同时传送数据通信、宽频带广播、快速电报、高速传真等多种业务。微波通信的抗干扰能力很强，稳定可靠，多年来在电力系统内，作为一种独立的通信方式，发展迅速。

4.3.3　光纤通信

利用光源作载体通过光导纤维作为光的传输介质所实现信号传递的一种方式。信息的发送是电信号去调制发光二极管或激光二极管来产生被调制光信号，通过光耦合器连接到光导纤维上，在接收端通过光敏器件将光调制信号变回原来的电信号。光纤分多模和单模两类，多模光纤带宽较小，衰减较高，通常 30～35km 就需加中继。单模光纤则带宽较大，衰减低，无中继距离可达 80km。光纤通信的特点是不受电磁干扰，电气上是绝缘体不受过电压的影响，光信号不会发散故保密性好，并具有极大的通信容量。所以非常适合电力系统建设高质量、高可靠性、大容量的通信电路。光纤的架设方法可以地埋、架空，如利用输电线路还可以挂在导线上或绕在导线上，将光缆与架空避雷地线复合在一起称为地线复合光缆，它已在中国新建输电线路上应用于传输电话、数据、远方保护、远方信号等方面的信息。

4.4　远动规约

信息经信息转换后都成为数字的数据信息。数据信息是具有一定编码、格式和位长要求的数字信息。为了进行数据通信，按通信协议要求把数据信息进行编码/解码成为通信报文。

在远动通信中通常把通信协议称为通信规约。通信规约是通信对等体双方的约定，通常包括通信报文格式（各字段和各位的安排和意义）和通信双方报文相互应答的序列。为了使数据传输过程中数据的误码率足够小，规约通常要采用抗干扰编码。规约所涉及的信息不仅包括经编码的遥信、遥测、遥控和遥调信息，还包括对厂站段的 RTU 进行控制的报文，如总复位、对 RTU 下载参数（放大器增益、滤波和遥测数据变化传送死区等）。为减少通信通道的流量，厂站端应具有遥信变位优先传送和遥测越死区传送的能力。

5　电力系统的数据通信——调度数据网

20 世纪 90 年代以来，国际电工委员会 IEC 的 TC57 技术委员会为电力系统数据通信制订了从底层到高层的一系列通信协议，其中主要有三个体系，即远动通信协议（IEC

60870-5-101、102、103、104）、变电站自动化系统通信协议（IEC61850）和调度中心之间及调度中心与发电厂和变电站间的通信协议（IEC 60870-6-503、702、802 的 TASE.2）。制订统一的信息交换协议是为了使开发商的通信软件能做到即插即用和互操作。

为了实现调度中心之间及它们与厂站间的数据通信，我国已建立了专用的调度通信数据网，使得信息交换的种类不断增多，交换速度也不断加快，这反过来又会促进电网调度应用技术的不断提高。

5.1 远动通信协议（IEC 60870-5）

IEC 60870-5 系列协议包含的内容如表 13.2-1 和表 13.2-2 所示。

表 13.2-1 配套标准提供的总则

协议名称	IEC 60870-5-1	IEC 60870-5-2	IEC 60870-5-3	IEC 60870-5-4	IEC 60870-5-5
描述的内容	传输帧格式	链路传输规则	应用数据一般结构	应用信息元素的定义和编码	基本应用功能

表 13.2-2 具体的配套标准

协议名称	IEC 60870-5-101	IEC 60870-5-102	IEC 60870-5-103	IEC 60870-5-104
描述的内容	基本远动任务	电能累计量	继电保护设备信息	101 的网络访问

IEC 60870-5-101 规约是问答式（Polling）规约，目前一共定义了 136 种应用报文类型，64 种传送原因。可以用于传输遥测、遥信、设备状态、文件、控制命令、调节命令、对时命令、参数设置等信息。还规定使用了带 56 位时标的信息传输。一个可变帧长报文只能传送同一类信息。对于控制和调节命令，一个报文只能传送一个命令。规约还定义了严格的差错控制机制，通过帧计数位的翻转来确认发送方发来的应用报文。

IEC 60870-5-102 是电力系统中传输电能累计量的配套标准，是在 IEC 60870-5 基本标准的基础上编制成的，它采用 FT1.2 异步式字节传输的帧格式，对物理层、链路层、应用层、用户进程作了许多具体的规定和定义。制定此配套标准的目的是为了适应电力市场，满足电量计费系统的传输电能累计量的需要，并使电力系统中传输电能累计量的数据终端之间达到互换性和互操作性的目的 。

IEC 60870-5-104 规约规定了 IEC 60870-5-101 的应用层与 TCP/IP 提供的传输功能的结合。在 TCP/IP 框架内，可以运用不同的网络类型，包括 X.25，FR（帧中继）、ATM（异步传输模式）和 ISDN（综合服务数据网络）。与 IEC 60870-5-101 相同的是应用服务数据单元（ASDU），不同的是：IEC 60870-5-104 只采用平衡传输模式，特别的启动报文、报文确认和差错控制机制。

以上的配套标准已广泛应用于调度中心与厂站之间的通信。

5.2 变电站自动化系统通信协议（IEC 61850）

5.2.1 变电站自动化系统总体架构

不论从物理设备角度，还是从逻辑功能角度，都可以把变电站自动化系统分为变电站层、间隔层和过程层三个层次。变电站层一般包括监控主机、操作员工作站、远动工作站等设备，完成全站的数据采集、操作维护、数据远传等功能；间隔层一般包括微机保护、高压测控、低压保护测控一体化装置等设备，完成间隔数据采集、运算、控制、保护等功能；过程层与一次设备直接接口，存在模拟与数字两种接口方式，完成数据的输入、输出功能，只有在数字化变电站中，过程层物理设备才会独立存在。三层设备间通过数据网络连成系统，完成全部自动化功能。

5.2.2 变电站自动化系统通信标准化

IEC TC57 从 1995 年开始制定 IEC 61850 标准。IEC 61850参考和吸收了许多已有的相关标准，包括 IEC 60870-5 系列标准、美国电科院制定的 UCA 2.0 等。IEC 61850 是针对变电站自动化系统的国际标准体系。与传统的通信协议体系相比，IEC 61850 有以下主要特点：面向对象统一建模、使用抽象通信服务接口（ACSI）和特定通信服务映射 SCSM 技术、使用制造业信息交换规范 MMS 技术、提供统一的变电站配置描述语言。

5.2.3 IEC 61850 的应用范围

IEC 61850 主要用于规范变电站内的通信系统，目前，也正在被分布式电源、风力发电、水电厂监控、电能质量等领域的标准所引用，特别地，IEC 正在制定将 IEC 61850 用于变电站与调度中心间（IEC 62445-2《控制中心与变电站之间的 61850 通信》）以及变电站与变电站间（IEC 62445-1《变电站之间的 61850 通信》）数据通信的标准。IEC 61850 已成为电力系统构建无缝通信体系的重要基础之一。

5.3 调度中心之间数据通信协议（IEC 60870-6）

国际电工委员会 IEC 的 TC57 制订了电力系统控制中心间以网络通信方式交换数据的标准规约 IEC 60870-6（TASE.2）。该标准现已扩展到调度中心与发电厂及变电站综合自动化系统之间的网络通信。TASE.2 规约由 IEC 60870-6 第 503 篇“TASE.2 服务和协议”（对应于 GB/T 18700.1）、第 802 篇“TASE.2 对象模型”（对应于 GB/T 18700.2）、第 702 篇“在端系统中提供 TASE.2 应用服务的功能协议子集”（对应于 GB/T 18700.）组成。

5.3.1 用对象模型交换数据

TASE.2 采用对象模型交换数据的方法。当前面向对象编程由两部分组成，一是所用数据的属性说明，二是操作方法。对交换数据的对象而言，属性是要交换的数据，方法就是数据交换的操作。

5.3.2 TASE.2 的两种对象模型

在 IEC 60870-6 第 503 篇中定义了 TASE.2 的服务器对象模型，在第 802 篇中定义了控制中心模型。服务器对象模型有两类，即控制类模型和数据类模型。控制类有双方建立通信关系的关联、描述双方允许交换当前可用的数据类型的双边表、事先设定的数据传送条件。数据类模型有数据值、数据集、账目、启动某程序、事件登记和事件条件。控制中心数据对象模型有信号点（遥测、遥控、遥信）、继电保护动作、消息缓存、账目/计划、设备停运、发电厂、通用数据报告、通用数据响应等。这类数据交换也要经过服务器的关联、双边表、传送设定的控制。控制中心数据是 TASE.2 用于控制中心和发电厂及变电站综合自动化系统通信的扩充，如数据值扩充成信号点和保护点。而账目就完全由控制中心账目模型定义。今后新的数据类型和对象将可能在其中扩充。

5.3.3 TASE.2 经 MMS 在网络上传送数据

在 TASE.2 的服务器对象中的程序对象和账目对象模型以及控制中心的全部数据对象模型中的属性都是有条件判断而分层的。在不同条件下，一个对象模型的属性个数是不

同的，例如信号模型，其信号点种类属性可以有浮点、状态点和整数点 3 种；其质量标记和时间标记各有“有”、“无”2 种（合成 4 种）。因此信号点对象就有了 12（3×4）种。每种组合的属性个数和性质是不一样的，这就造成传送处理的难度和送达后判断的难度。将有条件属性的对象拆成无条件属性的子对象，每个子对象的属性个数是固定的，便于网上传送和送达后的处理。

在 ISO 网络传输规约第 7 层（应用层）中有类似 GB/T 16726 MMS 传输规约，它在网上传输的数据结构是一个数据类型和一组固定数目的数据分量，TASE.2 可以用它而不必另外再编程。TASE.2 和 MMS 同在应用层，但 TASE.2 在 MMS 之上。

5.3.4　TASE.2 对象模型对 MMS 对象的映射

映射分为数据的映射和传输过程的操作映射。数据映射就是 TASE.2 对象的子对象名及其属性对 MMS 数据类型名（TASE.2 也称其为综合数据类型名）和数据分量的映射。传输过程的映射就是 TASE.2 和 MMS 之间的操作的换名（即取数换成送数、读换成写、请求换成指示、响应换成认定等操作和动作）。

5.3.5　TASE.2 数据的分块

TASE.2 数据的分块便于用户按需选用相应的块。TASE.2 将其可交换的信息分成 9 块，有的块包含多个对象，有的块可能只有一个大对象中的部分功能。用户可以根据自己当前实际需要按块选用，以后功能扩充时再加入其他块。例如一个用户只需要传送周期性数据、异常条件数据和账目，就可以选用块 1（周期性数据）、块 2（扩充数据集条件监视）和块 3（附加用户对象）。

由于 TASE.2 规定开发商开发的每块的功能必须和 TASE.2 对该块的功能要求完全一致，所以块又称为“一致性块”。

5.3.6　客户—服务器交换数据的模式

在 TASE.2 中总是由作为控制中心的客户方先发出传送请求，称为操作，然后由对方控制的服务器予以响应，称为动作。服务器方也可在传送条件满足时主动向客户方发送，这也叫动作。

6　SCADA/EMS 系统支持软件平台

支持软件平台是 SCADA/EMS 系统的基础，它对于整个系统的重要性远远超出一座大厦的地基对大厦的支撑作用，大厦的地基只是静态地承载了整个大厦的重量，只相当于 SCADA/EMS 系统中的硬件环境，而 SCADA/EMS 系统的支持软件平台实际上向系统的各种应用提供了全方位的服务，提供了系统的管理环境、运行环境以及开发环境（包括一系列开发工具）。

从系统运行的体系结构看，SCADA/EMS 系统是由硬件层、操作系统层、支撑平台层和应用层共四个层次组成。其中，硬件层包括各种硬件设备，操作系统层包括 Unix 和/或 Windows 操作系统。系统中的支撑平台层在整个体系结构中处于核心地位，其设计是否合理将直接关系到整个系统的结构、开放性和集成能力。对支撑平台进行进一步的分析，又可将其归纳为集成总线层、数据总线层、公共服务层等三层。集成总线层提供各公共服务元素、各应用系统以及第三方软件之间规范化的交互机制；数据总线层为它们提供适当的数据访问服务；公共服务层为各应用系统实现其应用功能提供各种服务，比如图形界面、告警服务等。SCADA/EMS 系统的体系结构如图 13.2-1 所示。

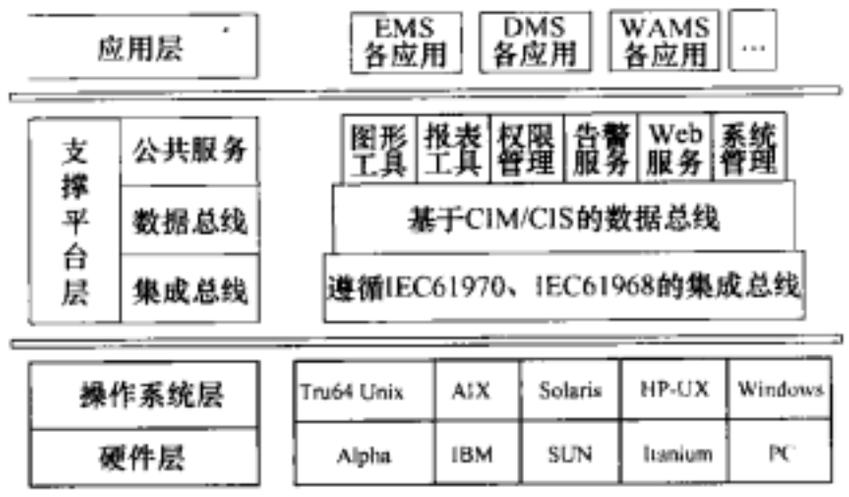


图 13.2-1　SCADA/EMS 系统软件体系结构示意图

6.1　集成总线层

集成总线层遵循 IEC 61970、IEC 61968 等开放性的国际标准，提供各公共服务元素、各应用系统以及第三方软件之间规范化的交互机制，是系统内部以及与第三方软件之间的集成基础。

集成总线层首先遵循 IEC 61970 的组件化原则，采用分布式的面向对象设计技术。以 CORBA 为代表的分布对象计算技术允许对象分布于异构的网络环境之中，对象之间相互协作而形成一个有机整体。考虑到 CORBA 技术具有支持异构系统、支持各种编程语言和集成遗留系统等特点，所以将其作为集成总线层的核心，从而实现集成总线与软硬件平台无关、与编程语言无关，其位置透明、便于修改、维护、移植。集成总线层可以支持不同粒度大小的组件，可以是很大的组件，比如是整个系统；可以是中等大小的组件，比如一个应用功能；也可以是很小的组件，比如一个服务元素。所以集成总线既可以支持与第三方独立系统的集成，也支持第三方应用集成到本系统内，同时作用于系统中各内部组件的集成，从而将各种组件有机地集成到一起构成整个系统。

集成总线层起到了关键性的粘合剂的作用，既提供了系统内部各公共服务元素与各应用系统之间的规范化的交互机制，又提供了第三方软件紧密集成到本系统内的有效机制，同时也提供了系统本身与第三方独立系统之间规范化集成的合理途径。

6.2　数据总线层

数据总线层由实时数据库管理系统、商用数据库管理系统以及相应的数据访问中间件等构成，为应用软件的数据存储与数据访问提供支撑。实时数据库为应用功能提供超过每秒百万次级的快速数据访问，以满足实时数据处理与计算的需求。关系数据库用来存放非实时数据，提供历史数据服务。历史数据服务不仅是向 SCADA 提供遥信、遥测采样数据的存取服务，也向其他各个应用提供历史数据的读写/功能，也就是说可存入历史数据库的数据范围不仅包括 SCADA 应用的遥信、遥测，还包括 EMS 高级应用软件需要存入历史数据库的信息，比如各种考核指标等。由于采用商用数据库，所以历史数据库的存贮具有可靠性高、容量大、接口标准、安全性好等特点，在计算机数据库技术高度发展的今天，随着用户水平的不断提高，历史数据的管理已成为当今自动化系统中一个越来越重要的组成部分。数据总线结构示意图如图 13.2-2。

图中，CDA（Common Data Access）是一种非实时的 CIS（Component Interface Specification）接口，用于对 CIM（Common Information Model）的非实时访问和偶然的数据访问；导入/导出接口直接面向 CIM 结构，用于整个系统网络模型的导入/导出，如以 CIM/XML 的格式进行系统互操作；实时 CIS 按 IEC 61970 中组件接口规范框架来实现。

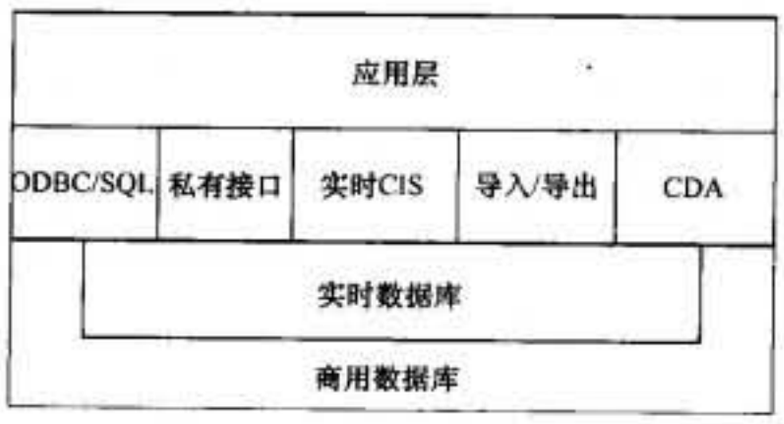


图 13.2-2 数据总线结构示意图

6.3 公共服务层

公共服务层指为应用软件提供显示、管理等服务的各种工具，公共服务偏向于通用的工具，而不像应用软件则是偏向于解决业务领域的问题。公共服务包括图模库一体化的图形管理工具、报表工具、权限管理、告警服务、Web 服务和系统管理等等，以下仅列举几个方面。

(1) 图形管理工具。提供一套先进的图形制导系统，图形和数据库录入一体化，作图的同时可在图形上录入数据库，使作图和录入数据一次完成，自动建立图形上的设备和数据库中的数据的对应关系。所见即所得，快速生成系统。利用图模库一体化技术根据接线图上的连接关系自动建立整个电网的网络拓扑关系，大大简化了 EMS 系统的工程化工作和维护工作，而且保证了维护工作的正确性，避免人为错误，保证图形、模型、数据库的一致性，减少建模和建库时间。

(2) 报表工具——报表工具为各应用提供制作各种统计报表的功能，其数据性质既包括实时数据，也包括历史数据，还包括统计数据和计算数据；其数据来源既包括 SCADA 的数据，也包括 PAS、DTS 等各应用的数据，比如制作变电站运行日报、EMS 软件考核指标统计报表、电量考核日报等。

(3) 告警服务——最常见的报警或事件通常是由于电网的异常情况、电网运行考核需要监视的数值、软硬件系统的异常状态等引起的，如电网事故引起的状态变化、量测越限，电网运行考核数据越限，以及软硬件系统设备故障等。实际上不仅 SCADA 应用会产生报警或事件，EMS 高级应用软件也会产生报警或事件，比如潮流计算不收敛、ACE (Area Control Error) 越限等。所以需要由统一平台提供的告警服务来统一处理各种报警和事件，根据定义以某种方式发出告警信息，如推画面、声光报警等，同时对电网事件、系统事件等各种事件分开进行记录、保存和打印，并提供检索、分析等服务。

(4) Web 服务——提供基于 JAVA 等先进技术的浏览器功能模块，这给调度自动化系统的功能和应用范围带来了极大的扩展。MIS 网上的用户通过局域网、使用自己的 PC 机即可访问 SCADA 系统的各种画面、实时数据和历史信息，可在异地通过拨号上网查询电网的运行情况。

(5) 系统管理——包括系统的进程管理、冗余配置管理、资源管理、运行监视，提供一整套的管理服务协助各应用系统的功能实现，而不需要各应用自行实现各自一套的管理机制。

6.4 应用系统层

应用系统层包括 SCADA、AGC、EMS 高级应用和 DTS 等所有电力系统应用软件，还可以包括配电网管理系统、广域测量系统等，它们在由集成总线、数据总线和公共服务的支撑下完成各自的应用功能，并有机地集成在一起，成为一个一体化的大系统。

7 前置子系统

前置子系统是实时数据输入、输出的中心。它包括冗余配置的前置处理机 FEP (Front End Processor)、远动专线通道设备、网络通道设备和前置处理机与通道设备的通信及与 SCADA 主计算机的通信所构成。每一路远动专线通道设备包括远动专线通道所用的调制解调器。如采用专线通道硬件切换装置，则对构成厂站端不同通信方式的远动专线通道对应该配置通道切换装置。在前置子系统中每一厂站端的远动专线通道对或网络通道和远动专线通道对就形成通道冗余配置。全球定位系统 GPS 提供标准时间。GPS 连接冗余前置处理机，任务是同步前置处理机的时间，进而同步各厂站端的时间、同步后台子系统的各服务器的时间。

网络通道设备通常是路由器，可运行成主备冗余配置。为保护内部网络，应根据“电力二次系统安全防护规定”的要求安装纵向隔离装置。

图 13.2-3 粗略地表示了前置子系统的构成。

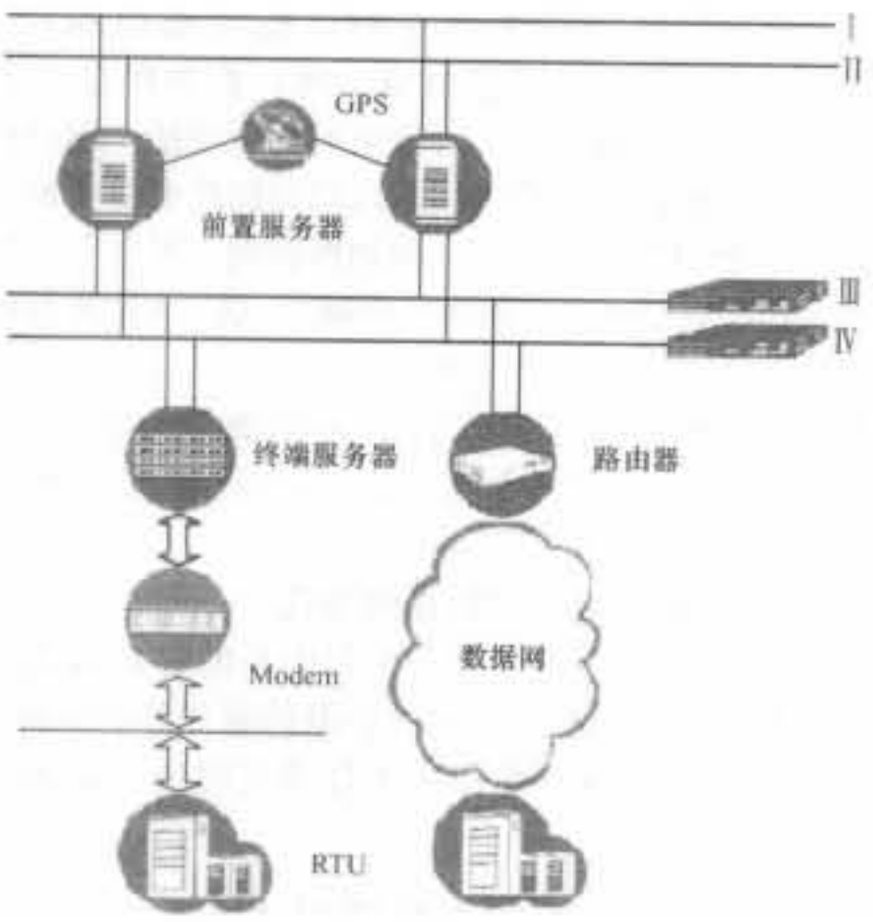


图 13.2-3 前置子系统的构成

前置子系统作为能量管理系统 EMS 的实时数据输入、输出的主要门户，承担了调度控制中心与各所属厂站之间、与各个上下级调度控制中心之间以及与调度中心内的后台系统之间的实时数据通信处理任务。在此基础上实现前置系统的基本任务，包括通道的编码与解码、规约的组织和解释、通道的切换、遥测量的标度变换、信息交换、命令传递、卫星对时、采集资源的合理分配等，其他还有通信报文监视与保存、通道故障统计和设备或进程异常告警等任务。前置子系统的主要功能如下。

7.1 通道的编码与解码

按照通道的具体通信设置进行编码与解码工作，支持通道的各种波特率、各种校验方式、支持同步模式或异步模式传输、支持模拟通信或数字通信。

7.2 远动规约的组织和解释

按照各种远动规约对接收或发送的数据进行解释或组织。远动规约处理模块不再是一个总的模块，而是由若干个

不同的远动规约进程独立运行。

7.3　通道的切换和通道故障统计

按照通道切换的策略，如有通道切换装置则可执行厂站端不同通信方式的远动专线通道对的硬切换；或基于通道的误码率的统计可执行远动专线通道对的软切换以及网络通道和远动专线通道对的软切换。根据通道的误码率或误字率、通道每小时的通信故障次数给出通道故障统计。

7.4　标度变换

未经处理的遥测量数值称为生数据。熟数据就是真正的遥测量工程单位量。生数据必须经过标度变换才成为熟数据。如果产生生数据的信息转换都是线性的，则生数据只需乘以标度变换系数就可得到熟数据；如信息转换是非线性，则需给出分段折线方式的标度变换系数。

7.5　信息交换

与 SCADA 系统的各个厂站端、与上下级调度控制中心和后台系统之间进行信息传送。其中与 SCADA 系统的各个厂站端和与上下级调度控制中心之间的通信一般是基于远动规约的通信或转发，传送的信息是遥信量、遥测量和管理控制信息。与后台系统之间传送的信息可以是遥信量、遥测量的工程单位量、系统的状态量等等，通常采用基于 TCP/IP 的 Socket 套接字通信。

7.6　命令传递

在 SCADA 系统的各个厂站端、与上下级调度控制中心和后台系统之间进行控制、请求命令的传输，支持对各远方终端装置 RTU 下载控制参数，支持多种控制请求方式，支持各种网络接口，支持多种通信协议。

7.7　卫星对时

与 GPS 天文钟进行对时操作，前置处理机作为提供时间同步服务的系统时钟服务器对 SCADA 全系统进行对时。前置处理机与天文钟的对时可以采用串口直接操作，将时差降到最低，确保系统的时钟与天文钟保持一致。前置处理机可以以厂站端为单位，对每一个厂站端设备进行自动或人工对时。

7.8　采集资源的合理分配

在所有正常的采集资源过程中，智能地对资源进行合理分配，多台前置机之间协调管理所有的通信值班任务，总体原则是对于同一个厂站的多个通道会被分配在不同的机器上处理；对于全部的通信值班任务按照负荷均分的原则。分配可以是静态，也可以是动态分配。

7.9　通信报文监视与保存

提供多种方式对通信报文进行监视，同时可以预约保存或者同步保存。提供对不同规约报文的报文翻译、报文请求应答次序监视、对固定报文的自动验证、对校验码的人工校验和厂站端远动通信调试等。该功能通常需人工启动。

7.10　设备或进程异常告警

对前置系统中的运行设备和核心进程进行实时的监控，提供实时报警服务，当主要进程故障或异常时自动进行任务转移，同时告警。

8　SCADA 后台系统的主要功能

SCADA 后台系统的主要功能有数据处理和控制调节、计算量运算、告警处理、历史数据存储、制表打印、拓扑着色、事故追忆、与其他子系统的计算机通信和人机界面交互等。

数据处理和控制调节是 SCADA 应用的基本功能，主要实现与前置系统的通信，并完成 SCADA 系统最基本的遥信、遥测、遥控、遥调功能。由计算量运算软件计算 SCADA 系统实时数据库内的派生量，计算结果可以和其他非计算量一样进行数据处理。告警处理应用软件适用于所有的应用软件，包括了 SCADA 应用软件在数据处理和控制调节中的报警。历史数据存储软件采集和存储了历史数据，以作为调度计划的数据基础和用于运行报表的制作。制表打印软件服务于调度管理的需要，进行报表的定制，以定时或人工召唤的方式显示或打印运行报表。拓扑着色软件通过不同颜色在厂站接线图上动态而直观地反映系统解列情况和每个设备当前的带电状况。扰动后事故追忆可以保存事故场景且进行事故场景的重演，以进行分析和研究。SCADA 后台系统计算机与其它系统计算机之间的计算机通信能便利而安全地实现信息交换和数据共享。人机界面交互软件使操作者通过人机界面与应用程序进行交互，得以实现各种应用所需的功能。

8.1　数据处理功能

数据处理是 SCADA 应用的主功能之一，对采集到的数据进行处理。不同 SCADA 厂商对于 SCADA 数据处理功能在前置系统和后台系统之间的划分可能不同。不同类型的数据由各自的处理模块进行处理。

8.1.1　遥信量的处理

电力系统中的遥信数据处理是很重要的数据处理，遥信值及其状态是系统其它数据处理的基础，也是系统可靠运行的关键，准确、及时、不丢失变位信息是遥信处理的核心。遥信量具有多种质量标志。

前置服务器从厂站端（RTU）获取数据，经过初步处理，然后通过消息总线送至 SCADA 服务器，由 SCADA 遥信处理模块进行后续处理，主要功能如下：

1）合理性检查：滤除无效数据，并给出告警，提示出错原因。

2）更新实时数据库：接收前置报文，更新后台实时数据库，这是最基本的功能。

3）单位遥信变位处理：收到前置送出的遥信变位信号后，如相应的状态量有取反标志则遥信取反。

4）双位遥信变位处理：在厂站端，一个开关的遥信对应开关的常开、常闭两个辅助接点的开关量。对双位校验出错的遥信形成遥信坏数据告警；对在指定时间内收到的双变位遥信且双位校验正确则按正常变位处理；在指定时间范围外先后收到的双变位遥信且双位校验正确，则分别形成主、辅遥信变位告警，以区别正常的变位。如果相应的状态量有取反标志则遥信取反。

5）事故判断：根据事故总信号、保护信号及开关状态判断开关是正常分闸还是事故跳闸。事故跳闸形成告警信息，发送到告警处理进程并保存至日志中，并可启动扰动后追忆 PDR 的场景保存功能来保存之。

8.1.2　遥测量的处理

遥测量是电力系统远方监视的一项重要内容。从厂站采

集的遥测数据，是计算量及其他高级应用的基础。历史数据采样和实时数据追忆，都必须依赖准确可靠的实时遥测数据。遥测量具有多个质量标志。遥测量的正负与所规定的正方向有关，SCADA 系统应有统一的正方向规定。

前置服务器从厂站端（RTU）获取数据，经过初步处理，然后通过消息总线送至 SCADA 服务器，由 SCADA 遥测处理模块进行后续处理，主要功能如下：

1）合理性检查：滤除无效数据，并给出告警，提示出错原因。

2）更新实时数据库：接收前置报文，更新后台实时分布数据库，这是最基本的功能。

3）跳变处理：当数据的变化超过指定范围时，给出告警，并可启动扰动后追忆 PDR 场景保存。

4）多数据源处理：一个遥测有多个数据来源，在数据库中存在多份定义，系统可根据各数据源优先级和数据质量进行数据的优选，也可人工选择数据源。

5）越限告警处理：限值对有上下限值。为避免反复告警，每一限值对的上下限值内可设置上下限值的死区。限值对可以嵌套，通常为两重到四重限值对。某测点遥测值越上限，置越上限位，产生越限告警信息并发送到告警处理进程；该测点越上限后的后续遥测值，如已低于上限值但仍在上限值死区范围内，则保留该测点越上限位；该测点越限后的后续遥测值，如已低于上限值死区，则清除该测点越上限位。对于越下限值，有类似的处理。

8.1.3 脉冲计数量的处理

脉冲计数量是利用一个脉冲表示一定标度并用累加的方式来表示一个动态点的值，常用来表示随时间而累加变化的量，如电度量。脉冲计数量处理的主要功能如下：

1）脉冲计数量的正点采集：与数字量、模拟量不同，脉冲计数量采集的周期较长，一般为 5～10min，在时间过小时正点时，也要采集脉冲计数量。为了使每一个厂站的电度量能在同一时间采集，使用冻结命令来采集脉冲计数量。

2）脉冲计数量的标度：由厂站端送到数据处理的脉冲计数量实际上只是累加的脉冲个数，根据其标度系数（即每一个脉冲代表的数值）将脉冲计数转化为工程量。标度系数可定义。

3）脉冲计数值溢出处理：在 RTU 中的脉冲计数器具有最大计数范围。当计数超过该范围时，则计数器反转清零，从新开始计数。在脉冲计数量处理模块的算法中考虑这种情况，并能保持脉冲计数的连续性，不丢失数据。

4）脉冲量的极性：由于采集的脉冲量是脉冲的累加计数，因此无法表示极性。脉冲计数量的极性可预先定义，如输入和输出电度量应分别由两个脉冲计数量来表示。

8.1.4 数据的质量标志

以上几种类型数据都有质量标志，主要有：

1）旧数据：在一定时间内没有更新的数据。

2）人工输入数据。

3）无效数据：如 A/D 转换溢出。

4）退出服务：测点或设备退出服务。

5）坏数据。

6）可疑数据。

7）禁止告警。

8）禁止控制挂牌：挂牌操作主要对因检修或故障等原因退出运行的设备，可挂牌告知设备状态且自动禁止控制。

8.1.5 事件顺序记录 SOE 的处理

事件顺序记录 SOE 信息本质上是历史数据，它带有事件发生的时标。通常事件顺序记录 SOE 处理是一个 SCADA 应用进程的模块，处理 SOE 信息仅仅把时标和事件内容分别以时间发生的先后顺序存入 SOE 信息数据库。

8.2 控制和调节

控制命令指的是从主站端发出的控制现场设备的命令，如开合一个开关、改变变压器的分接头位置，设置发电机出力等。SCADA 应用软件的控制和调节功能的实现既提供对电力系统设备进行直接控制调节的接口，又给调度员提供通过画面进行人工控制调节的接口，还给能量管理系统高级应用软件提供控制和调节的接口。SCADA 控制和调节功能的接口都是通过消息通信实现的。

8.2.1 控制类型

数字控制：数字控制的输出是一个状态，如 0 或 1，用来控制现场设备的状态，如开关的合分，机组的投切，继电器的投切。

脉冲控制：脉冲控制的输出是一个或一组脉冲，用来控制现场设备位置的变化和输出的变化，如上调或下调变压器分接头的位置，增加或减少发电机的出力。

设点控制：设点控制的输出是一个数值，用来将设备的输出控制到和这个数值相同的水平上，如用设点值来调节发电机的出力。

8.2.2 控制过程及方式

主要由调度员人工启动控制和调节。可以在单线图上人工启动控制或调节。控制调节模块也提供控制调节消息集（即消息化的应用编程接口 API），便于其它应用软件进行闭环控制。控制和调节需要遵循选择、返送校核后执行的原则，以避免误操作和通信干扰误码。返送校核就是信息反馈检错的差错控制方法，对于遥控这是必备的功能要求。

人工启动控制或调节的步骤：

1）选择控制点：用光标选择被控设备，弹出控制类型相对应的控制菜单。如操作者没有控制操作的权限或设备没定义控制或该设备不可控（退出服务、禁止控制挂牌）或该设备已被其他调度员选择进行控制，则选择控制过程中断并发出错误信息。

2）选择控制操作和输入参数：控制菜单中对开关控制可选开或合；对调节控制可根据需要输入相应参数。

3）发出控制命令：此阶段当确认选择控制和控制参数无误，可选择发出控制命令；也可以选择在发出控制命令以前人工中断控制过程。

4）返送校核后执行：当前置系统接到控制命令后，对厂站端 RTU 上对应的控制点进行选择和下载控制状态和控制参数、返送主站端进行校核确认无误才将控制执行命令发出去。在选择、返送校核和执行过程中任一步出错，控制过程就中断且产生错误信息。当正常执行后返回一个状态。

8.2.3 控制过程的监视显示及记录

当控制命令发出后，能自动对控制过程进行监视，当在预定的时间内没有执行信息返回或要控制设备没有达到预定的状态和位置时，则给出超时错误信息。在控制操作过程中，每一步操作和执行的情况都有提示信息显示，并将操作者、执行结果等信息记录在日志数据库中。信息记录可以通过界面查看，也可以打印输出。

8.2.4 控制点的闭锁和互锁

当一个操作者选择一个控制点后，为了避免冲突，在控制过程结束或控制中断之前它处于闭锁状态，其他人不能对已选设备进行控制和操作。

也就是说，一个控制点的状态和其他点的状态有关，如线路的断路器处于分状态，才能对其相应的隔离开关进行控制操作。因此，对一个控制点可以定义它的互锁状态，只有当这些状态满足后才能进行对这控制点的控制。

8.2.5　顺序控制

顺序控制实际上是由操作者预先定义和生成的一组命令，一次提交后，按照定义的次序依次执行；也可以选择分步执行。在定义顺序控制时必须考虑控制点之间的相互关系和互锁状态以及对非正常中断情况的处理。变电站的母线倒闸操作是最适合使用顺序控制的。

8.3　计算量运算

在 SCADA 中，经常要通过现场采集的实时量去计算系统需要的其他实时数据，这些称为派生量，也有称为虚拟点。在电力系统中一些运行参量是无法直接测量或很难直接测量的，比如系统功率总加、电源送出网络断面的传输功率之和、水力发电机输电相位角差等。

通常计算量运算软件是驻留在 SCADA 服务器上，作为一个单独进程运行。为实现派生量计算要求，计算量运算软件要能访问实时数据库，取得所需的原始实时数据，并提供各种计算手段，提供各种启动的方法，运算结果能与 SCADA 应用以消息方式接口。其功能如下：

1）为满足多种多样的计算要求，计算量运算软件应该能实现四则运算和常用函数的数学计算、逻辑计算、统计计算及其任意组合的计算公式，可自定义函数，可间接调用操作系统例程和编译执行的计算程序等。

2）对计算电能量可使用相应的有功功率、无功功率值进行积分累积，累积周期可以定义，计算公式也可以定义。

3）派生出的计算量除了体现原始数据的运算结果以外，还表现它们的数据质量和状态。

4）计算可以周期或事件驱动执行。

5）计算结果可以作为派生量的消息，通过消息总线分别进入遥测处理模块和遥信处理模块。

8.4　告警处理

SCADA 系统提供通用的告警处理程序。SCADA 系统中告警处理是一个独立的进程，可以处理所有应用的报警消息。

1）报警消息格式：所有应用的报警消息具有统一格式，必须包括告警类型、告警时间、告警区域点名称、告警内容字段。

2）报警消息定义：在告警处理程序中应该按应用分别定义该应用的报警消息集；应用的不同报警消息集可反映产生报警的应用模块；报警消息集中的报警消息定义包括报警消息名和严重等级字段，可作为告警原因和严重程度分类的基础。

3）报警消息输出定义：根据报警消息定义可以输出至日志、可以立即打印输出、为表示警报的严重等级可以以不同的声音告警，也可以通过值班人员的电话或手机进行告警及召唤。

4）告警信息队列：在告警处理进程中通常可定义三种严重等级，不同严重等级的报警消息按告警时间顺序归入不同严重等级的告警信息队列中。

5）告警信息显示：包括按严重性等级、按应用或按厂站分类列表显示。所有告警信息可按告警的时间顺序以列表方式显示。

6）告警信息确认：包括人工确认或定时确认，可以在线定义和修改；

7）告警信息删除：包括确认后自动删除、人工删除或产生报警的状态复归为正常状态时才自动删除，可以在线定义和修改。

8）告警信息输出定义修改：可将告警信息在线定义和修改为立即打印或不打印；可将告警信息在线定义和修改为输出到日志或者非日志；可将告警信息在线定义和修改为音响输出或非音响输出方式；可将告警信息的电子值班在线定义和修改为电子值班或非电子值班。

8.5　历史数据的存储和统计计算

历史数据的采样和存储在历史数据服务器上进行。通常采用商用数据库作为历史数据库，定义历史数据存储结构和采样周期，可应用历史数据库中原始历史数据和商用数据库所提供的库函数来进行数据统计。支持用标准接口，如结构化查询语言 SQL 和开放数据库联接 ODBC，访问历史数据库。

历史数据库的定义主要是定义历史数据库的模式；定义要进行历史数据存储的数据点的标识信息，以确定历史数据同实时数据点的关系；定义一些参数如采样周期、统计周期、统计算法和历史数据保持时间。

8.6　报表的生成和输出

提供灵活、方便的电子表格方式生成和输出报表，支持汉字打印。报表管理程序能和实时数据库和历史数据库相连接，提供定义定时打印和任意时刻召唤打印任何报表的功能。该电子表格提供自定义的计算公式来统计输出。

8.7　拓扑着色

拓扑着色又称动态着色，是电力系统 SCADA 软件的特有功能。可以通过颜色在厂站接线图上动态而直观地反映系统解列情况，显示每个设备当前的带电状况。

为实现拓扑着色功能，需要按电力系统设备元件来定义 SCADA 的实时数据库，以便体现电力系统设备元件之间的连接关系；SCADA 应用在处理遥信变位时将产生拓扑变化事件，该事件驱动拓扑着色应用或拓扑着色模块运行。

采用网络拓扑程序来实现拓扑着色。根据断路器或隔离开关等逻辑元件的状态决定电网的拓扑结构。以不同的颜色表示主电气岛内正常状态设备及非正常状态设备，区分电气子岛和停电岛，调度员可以直观地在图形上了解整个电网的运行状态。

8.8　事故追忆（PDR）与反演

事故追忆（Post Disturbance Recording，PDR）是数据处理系统的可选的增强功能。一个特定的事件发生后，PDR 可以重新展示扰动前后系统的运行情况和状态，甚至事故处理的过程，能追忆全部采集数据（模拟量、开关量等），完整、准确地记录和保存电网事故状态的当时场景，事后进行事故场景的重演，以便进行分析和研究。

8.8.1　事故追忆消息采集功能

1）PDR 采用记录消息的方式，具备采集系统全部数据（模拟量、开关量等）的能力。

2）PDR 自动存储事故前后的必要的电力系统数据和结线方式，数据和图形保持一致。

3）采用商用数据库或文件存储来管理 PDR 数据。

8.8.2 事故追忆场景保存功能

1）PDR 场景保存可由定义的事故源启动，也可由人工触发 PDR 场景保存。事故源通常可定义为某开关量的变位和某模拟量的越限或跳变。

2）采用商用数据库或数据文件来保存 PDR 场景，且具备同时记录多重事故记录的功能。

8.8.3 事故重演功能

1）用户可以通过任意一台工作站进行事故重演。进行重演的工作站，可以同时运行实时画面。

2）用户可设定重演的起始时间和重演速度（即快放和慢放）。

3）用户可选择进行电力系统状态的全重演或局部重演。

4）用户通过专门的重演控制画面进行局部重演。在已经记录的各个时段中，选择其中的任何一段小的时段作为重演的对象进行重演。

5）用户可以随时暂停正在进行的事故重演，可以再继续进行，也可重新选定新的重演对象进行重演。

6）用户可以在已经记录的各个时段中，选择其中的任何一段小的时段作为典型事故状态存储。

事故重演过程就是事故追忆过程。重演时具有事故发生时的所有特征如报警、静态图等。

8.9 与其他系统的计算机通信

SCADA 后台系统计算机与其他系统计算机之间的信息交换是必不可少的，采用计算机网络通信便利而安全地实现信息交换和数据共享。

SCADA 后台系统计算机与其他系统计算机在一地可能是两个局域网经过路由器互连，也有可能通过串行口互连。如果 SCADA 后台系统计算机与其他系统计算机分别在异地则需要通过广域网才能进行网络通信。

该网络通信一般都是在 TCP/IP 上进行的，通信进程通常驻留在通信服务器中。由于网络操作系统功能强大，所以计算机通信进程主要关注应用层，其通信协议通常应采用控制中心间通信协议 ICCP 即 IEC 60870-6 TASE.2 或 DL 476-92。

8.10 通过人机界面与程序进行交互

人机交互界面和程序实现操作者和计算机程序之间的交互接口。人机界面支撑系统不仅支持画面系统，而且提供例程并通过回调函数与应用程序进行交互。在应用软件侧通常存在各自的专用进程或模块来处理这种人机交互。在专用进程中可进行复杂的数据处理，这样就实现了应用软件中各种与人机界面相关功能。例如：SCADA 应用有许多需要通过画面进行人机交互的功能，如人工置数、控制操作、挂牌等；告警处理应用中的告警定义、告警显示定义和告警人工确认等。

8.11 SCADA 系统的安全防护

SCADA 系统作为直接的生产控制系统工作在安全区Ⅰ。而 Web 直接为生产管理服务，配置在安全区Ⅲ。为保证 Web 的免维护，需要实现安全区Ⅰ到安全区Ⅲ图形和数据的自动同步。

9 SCADA 系统未来的技术发展

随着电力系统需求的不断增加，随着计算机技术和通信技术的快速发展，SCADA 系统也将不断发展。总的发展趋势是：监控的空间范围更广，监控处理的速度更快，监控的物理量更全面。同时，人机交互更友好，系统更加智能化。

（1）全球定位系统 GPS 将广泛应用在数据采集环节，不但可以满足事件顺序记录 SOE 的时间分辨率要求，也使 RTU 的遥测量带有时标以消除采样非同时性误差。将更多的采用光 CT 和光 PT 以提高量测精度。

（2）PMU 采集的动态数据和传统 RTU 采集的稳态数据相结合，加上故障录波数据等，综合形成 SCADA 系统的基本数据源。SCADA 系统的数据种类更多，数据采集的速度更快，数据覆盖面更宽广。

（3）随着调度中心各种应用功能的增多，需要进行调度中心的数据集成和整合，将传统的 SCADA 历史数据库和其他应用子系统的数据库统一规划，以满足调度中心全局功能的要求。

（4）SCADA 系统的数据传输和应用软件接口更加标准化，SCADA 系统更开放，可扩展性和可移植性更好。

（5）各种人工智能技术、可视化技术、人机工程技术将更多地应用到 SCADA 系统中，提高系统的易用性，提高调度员在事故情况下的快速反应能力。

10 应用实例

以某省级电网的应用为例来说明 SCADA 系统的实际应用。

10.1 电网概况

某大型省级电网，现由 6 条 500kV 省际联络线分别与临近省份相联，2 条 500kV 线与 A 电厂相联，1 条 500kV 直流线路与 B 电厂相联。

截止 2005 年 9 月，统调电厂 76 座，全省统调机组装机总容量达到 3396 万 kW，2005 年全省最高统调用电负荷 3319 万 kW，2004 年总发电量为 1349.74 亿 kWh，2004 年全省统调用电量为 1593.36 亿 kWh。全省 500kV 变电站、开关站合计 21 座；500kV 线路 67 条，线路总长度 6296.127km。全省 220kV 变电站、开关站共计 212 座；220kV 线路 575 条，线路总长度约 12 157.01km。

10.2 电网调度自动化系统的概况

整个 SCADA 系统设计为瘦客户/胖服务器模式，采用双以太网结构、Unix 操作系统和商用数据库。目前系统包括 14 台服务器、2 台网络交换机、22 台工作站和 1 套磁盘阵列设备。服务器之间均采用了双机热备份方式。

设备组成：2×数据库服务器；1×磁盘阵列；1×镜像数据库服务器；2×数据采集服务器；2×SCADA/AGC 服务器；2×EMS 高级应用服务器；2×DTS 服务器；2×Web 服务器；2×网络交换机；22 台各类工作站。

系统结构如图 13.2-4 所示。

截至 2005 年 9 月，该电网远动系统采集的厂站 283 个，其中 61 个厂站（500kV 厂站 21 个，电厂 40 个）由省调直接采集；212 个 220kV 厂站均通过 TASE2 由地调转发到省调；和网调通过 DL467 通信。接入的 AGC 厂站数为 26 个，可调机组为 88 台。该电网网络分析的规模如下：物理节点 8828 个；220kV 以上线路 662 条；发电厂和 500kV 主变压器 161 个（绕组 247 个），220kV 主变压器在网络分析中作为负荷处理；机组 133 个（含边界联络线等值的机组）；负荷 496 个（主要是 220kV 主变压器等值负荷，另有部分电厂 110kV 上网线路等值负荷）；当前运行方式下计算母线 580 个，支路数目 923 个，状态估计使用的有功、无功和电

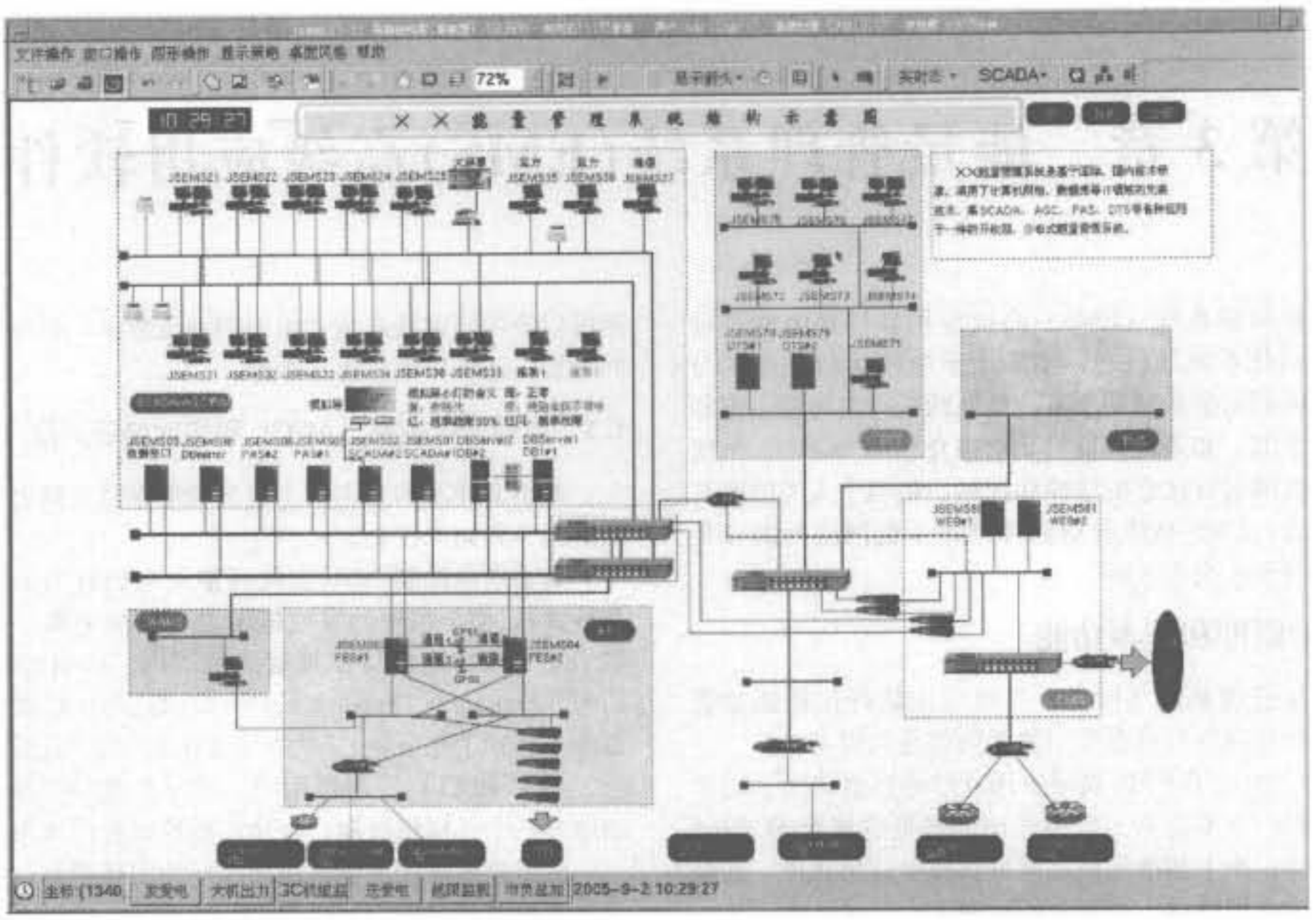


图 13.2-4　某省调 SCADA/EMS 系统结构示意图

压幅值量测 4444 个。

系统实现了数据采集 SCADA、自动发电控制 AGC、EMS高级应用软件、DTS 调度员培训仿真系统等功能。

系统实现的主要接口：①与无功电压优化控制(简称 AVC）的接口，AVC 模块通过 IEC 61970 CIM/XML 和 IEC 61970 CIM/CIS 方式获取电网网络结构、设备参数、遥测、遥信，避免了二次维护，同时也利用 IEC 61970 CIM/CIS 接口向 SCADA 系统返传计算结果和控制命令；②与 DMIS 的接口，其中包括计划值、调度生产数据、无功电压考核数据、调度智能操作票、超短期负荷预报数据；③与机房报警系统的接口；④与模拟屏的接口；⑤与大屏幕的接口。

第 3 章 能量管理系统(EMS)高级应用软件

电网能量管理系统（EMS）高级应用软件是电网调度中心调度自动化系统的核心，主要用于电网运行状态的分析、控制策略的制定和辅助决策，是电网运行的神经中枢和调度指挥司令部。如果说本篇第 2 章中介绍的 SCADA 系统主要用于对电网运行状态的监视和控制，相当于人类的眼耳和手足，那么，EMS 高级应用软件则用于电网运行的分析和决策，相当于人类的大脑。

1 EMS 的原理和基本功能

电网能量管理系统（EMS）高级应用软件包括能量管理级应用软件和网络分析级应用软件两部分内容。

图 13.3-1 给出了 EMS 高级应用软件的数据流图。图中左上角虚线框中是本篇第 2 章中介绍的数据收集级 SCADA 系统应用软件；中上部虚线框是能量管理级应用软件，其余是网络分析级应用软件。本章介绍后两者。

能量管理级应用软件面向发电机出力的计划安排和控制。从 SCADA 系统获取当前的和历史的负荷数据，进行短期负荷预测，安排发电计划；在在线情况下实施自动发电控制（AGC）；从实时网络分析应用软件获取电网潮流数据，考虑网络安全约束，实施有功实时调度；还进行无功电压的计划和控制（AVC）。

网络分析级应用软件的运行基于 SCADA 系统采集的实时数据，包括遥信和遥测数据。通过智能化网络建模工具建立电力网络模型数据库；根据遥信数据指出的开关开合状态确定当前电网的网络拓扑结构，生成电网母线模型；根据遥测数据的类型和位置，确定电网的可观测区，在可观测区上进行实时状态估计计算；状态估计的计算结果给在线潮流提供初值。通过外网等值软件确定电网的外部等值网，利用内部电网状态估计结果，计算出包含外网等值模型的潮流结果，这就是调度员潮流。基于调度员潮流的结果，即可进行电网分析中的各种计算，如图 13.3-1 右侧所示。调度员潮流可以使用当前状态估计给出的潮流数据，也可以使用预测的数据，还可以使用历史数据。

1.1 自动发电控制（AGC）和实时经济调度（EDC）

本小节涉及的基本概念可参考本卷第 9 篇电力系统有功功率调整和频率控制。

自动发电控制 AGC 实时调整发电机有功出力（几到十几秒钟），使全系统的发电机出力和负荷平衡，系统频率和联络线交换功率保持在规定的范围内。实时经济调度控制 EDC（Economic Dispatch Control）则给 AGC 机组下达控制指令（几到十几分钟），使得全系统发电机的运行费用最小。

AGC 和 EDC 一般可用图 13.3-2 的结构图描述。其控制回路有三个：机组控制，区域调整控制和区域跟踪控制。

机组控制提供发电机输出功率的闭环控制，使发电机出力等于机组给定出力。过程中，还要计入机组本身的各种运行约束。

区域调整控制即 AGC，改变机组出力的设定值使区域控制误差 ACE（Area Control Error）到零，实现系统频率的稳定，完成交换计划的目标，其动作时间为几到十几秒。

区域跟踪控制完成实时经济功率分配（EDC）的功能，它给出机组发电出力实时计划（滚动）值和交换功率的设定值，实现经济分配的目标，其动作时间为 50～15min。

1.1.1 区域调整控制（AGC）

其目标是控制 ACE 为零。ACE 定义为

$$ACE = \beta\Delta f + \Delta P_T \tag{13.3-1}$$

式中：Δf 是系统频率偏差；ΔP_T 是联络线交换功率偏差。β 是常数系数。

在计算 ACE 时需要考虑：

1）无意交换电量（是指控制区与互联电力系统之间的电能计划与实际电能之间的差异）偿还。

2）合资机组的投入、产出。

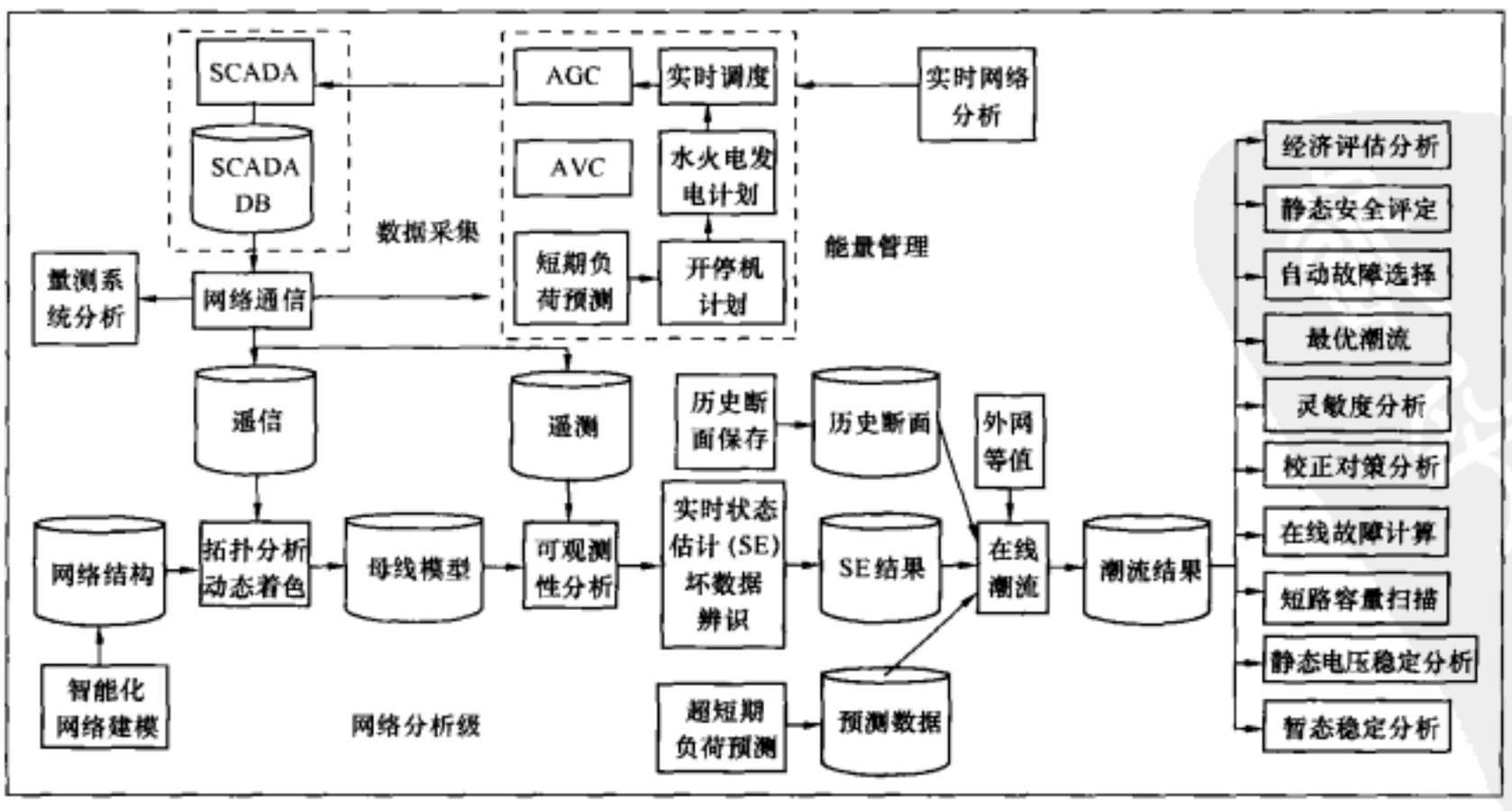


图 13.3-1 EMS 高级应用软件系统数据流程

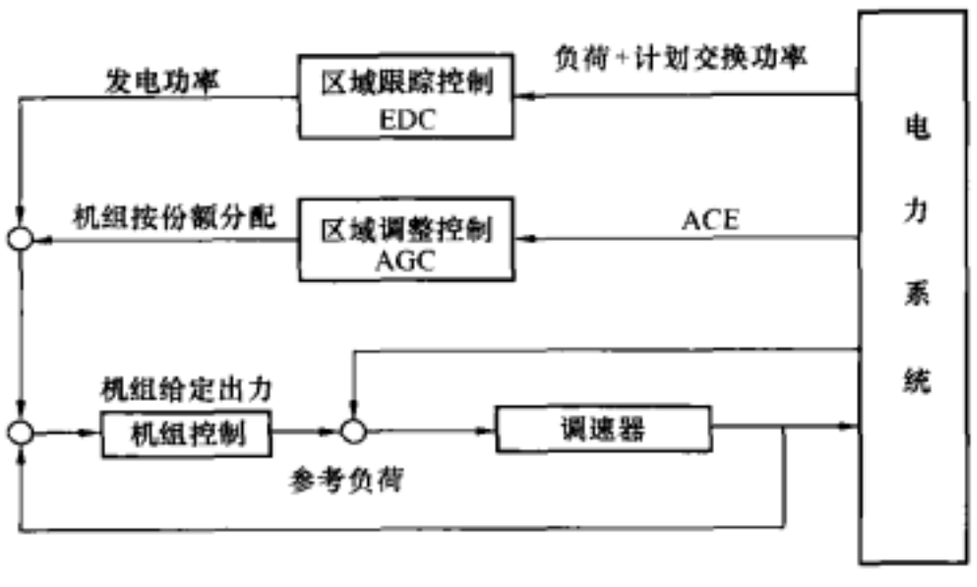


图 13.3-2　AGC 和 EDC 的总体结构示意

3）自动的或计划的时钟误差校正；

4）对外部控制区域的影响。

ACE 的控制可分为：定频率控制 FFC（Flat Frequency Control）、定交换功率控制 FTC（Flat Tie-Line Control）、频率—交换功率偏移控制 TBC（Tie-line Bias Control）。

AGC 通常根据 ACE 信号的大小按比例-积分率计算出应给机组发出的有功调节功率值。积分体现了稳态调节功率，比例体现了暂态调节功率。按机组的经济性能好坏来分配稳态调节功率，按机组调节能力的大小来分配暂态调节功率。

不同类型的机组其响应负荷变化的能力不同，所以，除了机组本身的运行备用（机组容量减去实际发电出力）之外，根据机组调节时响应速率的不同，需要将运行机组分为慢响应的非峰荷机组、快响应的峰荷机组和极快响应的水电机组。实时调度需要将发电和负荷的不平衡量尽量由慢响应机组承担，随时给快响应机组留有足够的调节空间。

根据 ACE 的大小，可以划分为死区、正常调节区、辅助调节区和紧急辅助调节区等几个区，计算调节功率时对 ACE 在不同的区采用不同的增益系数，以便改善调节性能。

调节过程中需要实时监视 AGC 的状态，监视 AGC 的调节性能。

AGC 系统控制性能过去使用 1973 年开始采用的北美电力系统可靠性协会（North Electric Reliability Council，NERC）的 A1、A2 标准，1998 年 NERC 推出了新的控制性能评价标准 CPS1 和 CPS2，我国电网已开始使用。这些标准的具体内容可参考本卷第 9 篇。

A1、A2 标准未涉及电网频率控制的目标，而 CPS1 和 CPS2 标准中对频率的控制目标有明确的规定，因此可应用于各种频率控制目标的电网。CPS 标准不要求 ACE 在规定时间内过零，这样可以减少一些不必要的机组调节，改善机组运行条件。CPS 标准在各控制区对电网频率质量的“功过”评价十分明确，特别有利于某一控制区内发生事故时，其他控制区对其进行支援，充分发挥大电网的优越性。

1.1.2　实时经济调度控制（EDC）

实时经济调度的数学模型是：

$$\left.\begin{aligned}&\min\sum_{i\in G}F_i(P_i)\\&\text{s.t.}\sum_{i\in G}P_i-P_{D\Sigma}-P_{loss}=0\end{aligned}\right\}\qquad(13.3\text{-}2)$$

式中，目标函数是所有机组的发电总费用，约束条件是系统的有功功率平衡。这个模型的解是每台运行机组 i 应满足：

$$\frac{\partial F_i/\partial P_i}{1-\partial P_{loss}/\partial P_i}=\lambda\qquad i\in G\qquad(13.3\text{-}3)$$

式中分子是机组 i 的运行费用微增率，分母是考虑机组出力变化引起网损变化所作的修正。这是著名的等微增率原则，它在电力系统运行调度中应用的历史已超过 60 年。

等微增率原则主要考虑了系统有功平衡，没有考虑潮流平衡方程，电网潮流约束是用机组所在母线处的网损修正系数来近似考虑的［见式（13.3-3）的分母］。

EDC 的另一个重要任务是平衡日前计划和实际负荷的偏差，使 AGC 机组有更好的调节性能。

由于做日前发电计划时使用短期负荷预测值，该值和系统实际负荷可能有较大偏差（可达 2%～3%），实时运行中这一偏差如果完全由 AGC 机组承担会使系统 AGC 控制性能下降，偏差大时调度员不得不人工干预，修改日前发电计划。而 EDC 可以在当前负荷情况下，进行超短期负荷预测，将日前短期负荷预测和实时超短期负荷预测两者的偏差分配给实时调度机组，分配时，考虑给 AGC 机组留有足够的调整空间。这样，AGC 机组只承担超短期负荷预测和实际负荷的偏差，而这个偏差相对较小（<1%），所以 AGC 调节性能会大大改善。而实时调度的这个功能可以大大减少调度员人工调节的工作量，在实际应用中更显重要。

另外，在电力市场化运营条件下，EDC 的功能已经发生了变化。发电商需要依据市场规则通过竞争来获得日前计划和实际负荷两者之间的偏差这一块发电出力的发电权，有时称为平衡市场。这时等微增率准则不再适用。

AGC 和 EDC 是在日前发电计划的基础上实时适应系统负荷变化做出的。

1.1.3　自动电压控制（AVC）

本小节涉及的基本概念可参考本卷第 10 篇电力系统无功补偿和电压控制。

发电机组通常安装有自动电压调节器 AVR（Automatic Voltage Regulator），有些变电站安装有无功电压调节装置 VQC（Voltage Reactive Power Controller）。但是，这些在厂站端对无功电压的控制都属于局部控制，即采集的是厂站端当地局部电量，控制的是当地的局部电量。

电网调度中心 AVC 进行的是全局无功电压控制。AVC 依靠采集的全网电量信息，进行全网的无功电压优化计算，给出全电网中控制设备的控制值。对于省级以上电网，其控制变量主要是发电厂中发电机机端电压（或者无功出力），对于地区级电网，其控制变量主要是变电站电容器的投切和变压器分接头的调整。其控制目标是使电力系统母线电压控制在规定的范围内，电网的有功网损最小。控制中需要考虑控制设备的运行约束和电网的各种稳态约束。

AVC 类似于 EDC，其控制命令下发的周期为 5～15min。不像 EDC 在电网得到的应用普遍，目前国际上 AVC 的应用并不十分广泛，只在例如法国、德国、意大利等欧洲国家得到应用，在美国的应用则较少。这可能和一些欧洲国家采用了相对集中的电力管理体制有关。我国电网实行统一管理，十分重视 AVC 工作，目前很多省级以上电网都在开展 AVC 的应用工作，地区级电网也有一些应用了 AVC。

由于无功电压具有局域性质，AVC 通常采用分层分区的控制方法。根据时间响应的快慢和控制的空间范围不同，AVC 控制可以分成 3 级：一级电压控制是对机组等厂站端设备进行的自动电压调整控制（AVR），控制周期为秒级；二级电压控制是指区域电压控制（即 AVC），控制周期是分钟级；三级电压控制是指全网无功电压的优化控制，控制周期可以是小时级。一级和二级电压控制的目标是保证电压质量，三级电压控制的目标是使网损最小。

利用无功电压的局域性特点，通常将全局电网分成若干控制区，每个控制区选择一个中枢母线，只要将这个中枢母线的电压控制在规定的范围之内，这个区域的无功电压就合格。法国等欧洲国家的电网采用硬分区的方法，根据负荷母线之间的电气距离，将电气距离近的母线分在一个区，在每个区域安装区域无功电压控制器，采用硬件设备实施控制。我国电网发展很快，电网结构经常扩展变化，区域的划分也经常变化，硬分区并不适用，所以采用可以适应电网变化的软分区的方法。在控制中心根据当前电网结构和运行状态，用软件自动进行自适应分区。由于需要考虑后续控制，所以分区是在发电机无功源空间进行的，即根据发电机母线和负荷母线之间的无功电气距离，采用聚类分析方法将电气距离近的母线分在一个区。

AVC 的核心是二级电压控制，它是控制命令的下发者，即使没有三级电压控制，二级电压控制也能运行。只要分区合理，并将每个分区中的中枢母线电压控制合格，则全网电压就能合格。在同样保证电压合格情况下，有很多控制方案可以选择，选择最优潮流计算结果给出的三级电压控制策略，指导二级电压控制在保证电压合格情况下，还能使全网网损最小。这也是采用三级电压控制的优势。

在状态估计运行情况良好时按三级电压控制给出的策略去指导二级电压控制，以期获取更好的经济效益；在状态估计运行情况不佳时采用灵敏度方法通过独立的二级电压控制直接对中枢母线电压实施控制，以期保证电压质量合格，这种策略有利于保证 AVC 运行的鲁棒性，是实用的方法。

近些年，AVC 已在福建、安徽、河南、江苏等省级电网成功应用，也在华北电网（大区电网）成功应用。

AVC 也可以在地区级电网应用，但由于所使用的控制手段不同，控制策略也不同。地区电网一般不控制发电机，可供控制的是变电站中的电容器和变压器分接头，控制目标是使地区电网电压合格，220kV 变电站主变压器高压侧受电关口的功率因数保持在规定的范围之内。省级电网和地区级电网两者之间的交接关口是 220kV 母线，地区电网控制的是 220kV 以下电压等级的电网，这部分电网通常是环网结构辐射状运行，采用全局优化并不合适，单纯就地控制效果也不佳，采用地区级和变电站级两级控制配合模式比较合适。在状态估计运行情况良好时，采用地区级 AVC：从 220kV 母线关口开始，向 110kV 及以下电压等级电网搜索，以母线电压合格为第一目标，以网损下降为第二目标，采用某种优化方法确定电容器和变压器分接头调整方案。在状态估计运行情况不佳时，转入变电站级电压控制，这时采用变电站局部测量量，采用 Q—V 图上的 9 区图或者更精细的 17 区图，根据当前运行点，决定电容器的投切。

地区电网的 AVC 已在国内几十个地区电网调度中心得到应用。

1.2 发电计划

发电计划广义地说包括火电计划、机组开停机计划、水电计划、联络线交换计划等，制定这些计划的时间尺度是次日一天到几天（如遇节假日）。时间尺度更长一点的发电计划还包括燃料计划和检修计划。

在国内，目前大多数仍是人工凭经验制定发电计划，部分使用发电计划软件来制定。以次日 24h 的发电计划为例说明各部分的内容。

1.2.1 火电计划 TS（Thermal Schedule）

给定次日一天 24h 的系统负荷曲线，给定火电机组开停机状态，安排次日 24h 每个时段火电运行机组的发电出力，使得 24h 机组总的运行费用最小。方法是采用满足协调方程式的等微增率法［式（13.3-3）］。

1.2.2 开停机计划 UC（Unit Commitment）

给定次日一天 24h 的系统负荷曲线，确定次日 24h 每个时段候选机组的启动和停役状态，使系统总的运行费用最小。除了发电机出力、负荷平衡和备用约束外，制定开停机计划还需要考虑机组运行费用、机组启动时间、启动费用、最短开（停）机时间等。

机组开停状态属于离散变量，因此，这是一个混合整数非线性规划问题，计算复杂度极高。通常采用简化算法。最常用的方法是优先次序法和动态规划法。

优先次序法先按照机组的最小比耗指标或者平均单位时间运行费用指标从小到大排序，建立优先次序表，表中排在前面的机组优先投入运行。根据每一个时段的系统负荷，在表中按序确定满足负荷所需的运行机组，此时需要考虑系统运行备用约束。该法简单，但是较难考虑机组随停机时间变化的启动费用，也很难考虑时段之间机组的相关性，容易造成机组频繁启停。

动态规划法能够考虑时段之间机组状态的转移，缺点是状态数太多，会产生“状态数爆炸”问题。因此，在开停机计划中实用的动态规划法通常结合优先次序表来减少状态数。也有使用分支定界法的。

1.2.3 水电计划 HS（Hydro Schedule）

水电计划和火电计划最本质的不同是，水电机组本身发电成本很低，但是水电机组的发电受一天允许的用水量限制，不能任意发电。问题就变成如何将有限的用水量用到最合适的时段，使得火电机组全天的运行费用最小。如果考虑水库存水量和水库水位之间的非线性关系、考虑水电机组发电出力和水头之间的非线性关系、考虑变水头的影响、考虑梯级水电站上下游水库之间水的流达时间的滞后等，问题相当复杂。

制订水电计划所用的经典方法还是用协调方程式法（等微增率法）。

其数学模型是：

$$\left.\begin{aligned}&\min\sum_{t=1}^{24}F_{\mathrm{M},t}[P_{\mathrm{M}}(t)]\\&\text{s.t.}\sum_{i\in H}P_i(t)+P_{\mathrm{M}}(t)-P_{\mathrm{D}}(t)-P_{\mathrm{loss}}(t)=0\quad t=1,2,\cdots,24\\&\sum_{t=1}^{24}Q_i[P_i(t)]-W_i=0\qquad i\in H\end{aligned}\right\}\tag{13.3-4}$$

式中：$P_{\mathrm{M}}(t)$ 是 t 时段等值火电系统总的发电出力；$F_{\mathrm{M},t}$ 是该时段的等值发电费用，不同时段火电机组开停机状态不同，该等值费用曲线也可能不同，是时间的函数；$P_i(t)$ 是 t 时段水电机组 i 的发电出力；H 是水电机组集合，下标 D 表示总负荷，下标 loss 表示系统网损；Q_i 是水电厂 i 发电用水量，是水电机组 i 的发电出力 $P_i(t)$ 的函数；W_i 是水电厂 i 全天允许的用水量。

由于式（13.3-4）中有全天用水量约束，所以每个时段的水电发电出力之间就相关了，需要全天统一考虑。

对式（13.3-4）的功率平衡方程引入拉格朗日乘子 λ_t，$t=1$，2，…，24；对于水量平衡方程引入拉格朗日乘子 γ_i，$i\in H$；和目标函数一起建立拉格朗日函数，对该函数求极值得到水火电协调方程式：

$$\frac{\mathrm{d}F_{\mathrm{M},t}}{\mathrm{d}P_{\mathrm{M}}(t)}=\frac{\gamma_i\dfrac{dQ_i}{\mathrm{d}P_i(t)}}{1-\dfrac{\partial P_{\mathrm{loss}}}{\partial P_i(t)}}=\lambda_t\quad(t=12,\cdots,24;\ i\in H)$$

(13.3-5)

式中左手侧的等值火电子系统的运行费用微增率应等于 λ_t，而 $\gamma_i\dfrac{\mathrm{d}Q_i}{\mathrm{d}P_i(t)}$ 和火电子系统的等值费用微增率相对应，可见 γ_i 在这里相当于水价，即水电厂机组发电出力是 $P_i(t)$ 时的耗水微增率乘以水价就相当于火电系统的等值运行费用微增率。式（13.3-5）分母是考虑网损而引入的修正。

第 i 个水电厂的水价 γ_i 和水电厂 i 全天允许的用水量 W_i 有关，式（13.3-5）的水量平衡方程将一个水电厂不同时段的发电出力联系起来，而每一个时段水电发电出力和火电发电出力通过系统功率平衡方程相互关联，所以每个水电厂机组在每个时段的发电出力都是有关联的。如果改变一个水电厂的全天允许用水量 Wi，水火发电计划全部要变化，这是水火电发电计划这个问题复杂性之所在。

水火电发电计划的另一个有效的解法是用网络流算法。这是一种特殊的线性规划算法，对处理具有网络特点的有高维数复杂约束的优化问题十分有效。使用网络流算法的水火电发电计划软件目前已经相当实用。

1.2.4　交换计划

电网在物理上互联为一体，而电网的运行却是分区域独立管理的，区域之间的交换功率受利益主体约束，要按一定的准则进行。所以交换计划的制定不是简单的技术问题，更多的是受管理体制制约，和电力市场的运行规则有关。

通常，区域电力系统的每一实体都独立确定自己电网内的发电计划，而区域间交换功率计划通常用以下 3 种模式确定：

协商调度模式：由联合调度中心，平等协商确定长短期交换电力和交换电量合同，制定调度协议，各区域遵照执行，安排自己区域电网内的发电计划。

自协调模式：根据本区域的发电费用（边际成本）向其他区域通报自己区域的买卖电价格，买卖双方通过双边协商确定交换计划。

多边交易模式：各个区域向电力市场交易部门通报自己区域的买卖电价格，由交易部门根据取得最大交易利益原则制定各区域间的交换计划。

在没有引入电力市场前，交换计划通常按照等微增率原则制定，即按各个区域的等值发电费用微增率相等原则来确定区域之间是否要交换功率和交换多少。因为执行交换计划的结果力图使全网发电费用微增率相等，即达到全网运行最经济的目标。

1.3　电力网络建模

在进行 EMS 的网络分析之前，首先要对物理电网进行数学建模。物理电网的数学模型包括电力网络元件的参数和网络元件之间的连接关系（网络拓扑）；另外，实际电网元件上的遥测、遥信数据也要和数学电网模型中的相应设备相关联，以便根据遥信显示的开关开合状态实时确定电力网络拓扑，根据遥测数据实时确定电网的运行状态，以便进行后续的电力网络分析。所有这些在电网数学模型上进行的分析计算都需要通过电网单线图显示给调度员，调度员也需要在电网单线图上进行电网的操作和调整。这涉及图形、数学模型和数据库 3 方面。对电力元件的图形表达、它和其他电力元件的拓扑连接关系以及该元件上的实时数据这三者应该是相关联的，应一体化设计。

由于历史原因，国外 EMS 网络分析普遍采用图模库相分离的建模方式，直至今日，国外大部分 EMS 厂家的做法仍是：首先画出电网单线图，在图上定义元件（Naming），人工定义电力元件之间的拓扑连接关系，人工建立 SCADA 的遥测遥信数据和电网模型中设备之间的映射关系（Mapping）。在电网单线图上人工定义动态数据位，并人工建立图上的动态数据位和数据库中的相应数据之间的联系（Linking）。

我国 1995 年提出的、目前已普遍采用的是图模库一体化建模技术，即采用面向设备的图形化建模方式。将电力系统设备模型的所有属性分成三类：①图形属性，②拓扑属性，③电气属性，通过对设备的这三种属性进行修改和扩充，实现“图模库一体化”。只要将电网和厂站单线图画好，并在图上点击设备对应的图元，即可在图上录入设备的名字和设备的模型参数，计算机自动将设备图元对象数据存到数据库的相应记录中。在定义一个设备图元对象的同时自动追加一条数据库记录。模型参数及其录入界面可自动随数据库定义的改变而自动修正。计算机根据图上设备图元之间的连接关系（坐标位置），自动生成网络拓扑，并自动生成图上动态数据及其联库关系，实现了图上的动态数据位与数据库中的数据的一体化。SCADA 建模也面向设备进行，测点作为设备的电气属性，在设备建模时自动生成。设备、设备的电气属性（遥测、遥信）、设备的连接关系（网络拓扑）、设备的图形表达、表达设备运行参数的图上动态数据等都是一一对应的，由计算机软件来维护，避免人工连接产生的错误。由于图元和数据库数据实现了一体化，很容易实现图元的拓扑着色和图元闪烁报警。图 13.3-3 给出了图模库一体化技术的示意图。

图模库一体化技术是中国学者 1995 年提出的，国外 ABB 等 EMS 厂家 21 世纪初也开始采用这一技术。

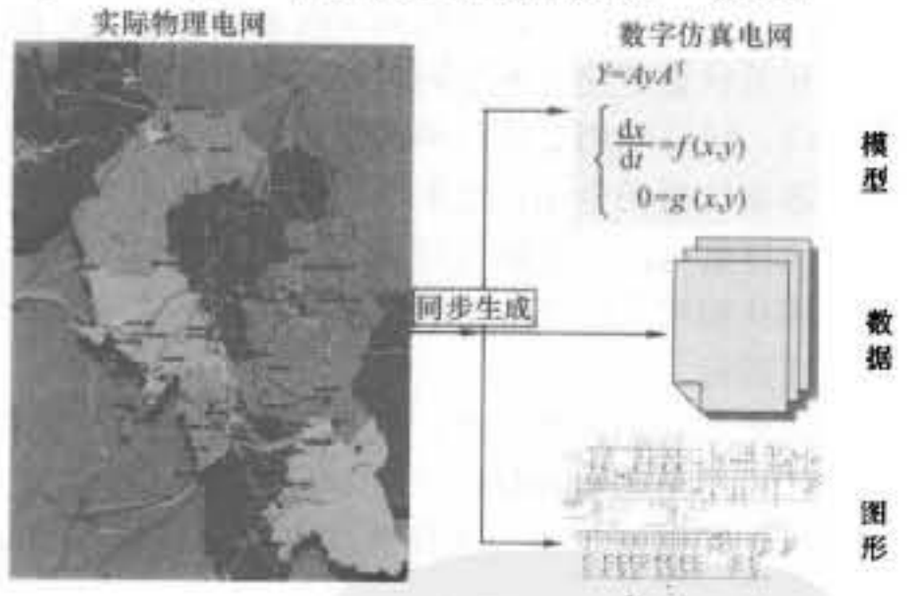


图 13.3-3　图模库一体化技术示意图

1.4　实时网络拓扑

在电力网络模型离线建好之后，EMS 实时网络拓扑软件利用 SCADA 系统实时采集的开关元件的开合状态（遥信）信息，确定电力元件的拓扑连接关系，为形成节点导纳矩阵做好准备。

实时网络拓扑分析也称实时结线分析，包括对厂站的结线分析和对系统的结线分析。

1.4.1　厂站的接线分析

确定厂站内电气元件的拓扑连接关系。在厂站内，把断路器、隔离开关等设备看作边，将其两端的电气连接点看作顶点，就可以利用树搜索算法（深度优先搜索 DFS（Depth First Search）或广度优先搜索 BFS（Broad First Search）算

法）确定连通子网络（岛）。厂站内所有设备全部被搜索完后，就可以知道厂站内电气设备形成了几个电气连通岛，将每个通过开关连通的拓扑岛定义成一个计算母线（BUS）。例如，图 13.3-4（a）所示的 3/2 接线方式的厂站的拓扑分析结果是图 13.3-4（b）所示的拓扑。总共形成了 2 个计算母线。图中空（实）心开关表示开关处于开（合）位。最后，将厂站内发电机和负荷等并联元件通过电气连接点接入相应的计算母线（BUS）。

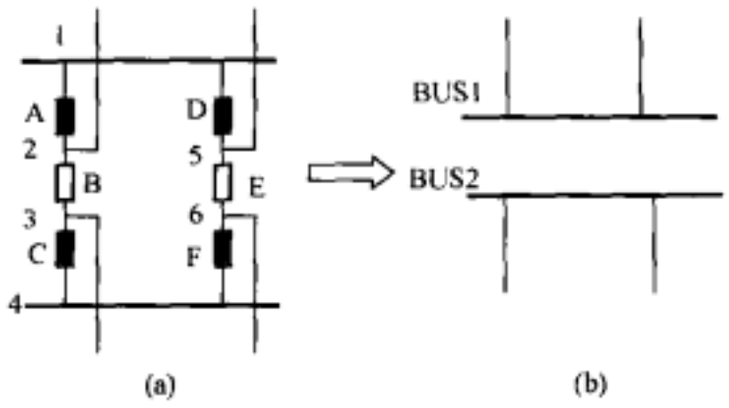


图 13.3-4 厂站接线图和相应的网络图

（a）厂站接线图；（b）相应的网络图

1.4.2 系统的结线分析

厂站的接线分析确定了厂站内的计算母线，这些母线通过连接不同厂站的输电线或者在同一厂站内的变压器相互联接，组成了电力网络。系统的结线分析就是要确定由输电线和变压器连通的独立子网络（电气岛），同时确定其中哪些电气岛是有电源的，即电气岛内有至少一台发电机运行并向该子网络中的负荷送电；哪些电气岛是无源的。

将母线看作顶点，将输电线或变压器等支路看作边，用树搜索算法确定连通子网络（岛），每个连通子网络就是一个电气子系统。

厂站接线分析中的边是断路器（零阻抗支路），系统接线分析中的边是有阻抗支路。

网络拓扑算法利用图论中的搜索技术，需要采用堆栈技术、分配排号法等程序设计技巧减少搜索量。另外，由于实际运行中开关状态变化并不是同时发生的，即断路器变位都是局部变位，可以利用变位前的网络拓扑，进行局部拓扑修正得到局部变位后的全拓扑结果，避免重新从头启动网络拓扑程序。这样做可以大大加快计算速度。

网络拓扑程序在网络分析软件初始化时和在有断路器变位信号时才运行。

实时断路器信息可能出错，很多隔离开关的信息并不采集，这些都会对网络拓扑分析产生不利影响，导致网络拓扑分析结果和实际情况不符，并导致状态估计计算结果异常。开关信息错误通常是造成状态估计不能实用的主要原因之一。因此，需要辨识错误的开关信息。实际使用的方法是基于准则的方法，利用遥测信息做佐证，辅之以其他相关的开关信息来判断。隔离开关信息通常需要调度员人工维护，或者采用隔离开关的正常位进行网络拓扑分析。

1.5 实时状态估计

电力系统稳态运行状态用母线电压的幅值和相角（$V\angle\theta$）来描述。

电网的拓扑结构确定之后，实时状态估计利用 SCADA 系统实时采集的遥测信息，计算出系统中母线电压的幅值和相角。电网遥测信息主要包括线路和变压器等支路的有功无功潮流，母线注入的有功无功，母线电压幅值等。遥测量的总数通常大于状态变量的总数。遥测量可能会有量测误差，甚至有数值偏差较大的不良数据。另外，遥测量的分布可能不均匀，部分地方量测冗余度很高，部分地方也可能没有遥测量。因此，需要用数学分析的方法进行数据处理，进行电网实时状态估计，才能得到全网一致的潮流分布结果。

实时状态估计包括电网的实时可观测性分析、实时状态估计计算和不良数据的检测、辨识和处理等内容。

1.5.1 可观测性分析

尽管对于实际运行的电力网络，其网络的运行状态是确定的，但是，由于量测信息不全，可能部分电网的运行状态是计算不出来的，这部分电网不可观测。电网可观测性分析就是在已知电网网络拓扑的情况下，根据量测量的类型和放置的位置，确定连通网中哪些部分的运行状态（$V\angle\theta$）是可以计算出来的，这部分网络叫做可观测岛。

通常利用拓扑搜索算法分两步进行电网可观测分析。第一步：从一个有电压幅值量测的母线开始，如果该母线连接的支路上有 PQ 潮流量测，则该支路对端母线的电压可求；可将这两个母线分配在一个可观测岛上。根据这一原理，利用支路 PQ 潮流量测，通过拓扑搜索算法可以将电网划分为若干可观测岛。如果岛中没有电压幅值量测，前述的可观测岛称为量测岛。第二步：由于母线注入功率等于和该母线相连的所有支路潮流的和，所以，若该母线相连的所有支路中只有一条支路无潮流量测，则可以用母线注入功率量测来代替。将这样代替得到的虚拟支路潮流量测看作实际支路潮流量测，来扩大第一步中确定的可观测岛。具体做法是从一个最大的可观测岛开始，用节点注入量测逐次将支路潮流量测确定的量测岛合并到可观测岛上。

因为可观测岛内所有母线的电压已经可求，所以岛内的注入量测对扩大可观测岛已经没有贡献，有贡献的只是可观测岛中边界节点上的注入量测。可用边界节点上的注入量测扩大可观测岛，其准则如下：

1）若可观测岛中的一个边界母线上有注入量测，而且该母线只有一条无量测的支路和另一个量测岛相连，这两个岛可以合并。

2）若可观测岛中的一个边界母线上有注入量测，而且该母线通过两条无量测的支路分别和两个量测岛相连，若这两个量测岛中有电压幅值量测（是可观测岛），则这 3 个岛可以合并（P，Q 分解法状态估计除外）。

3）若可观测岛中有 2 个不同的边界母线，其上有注入量测，若与它们直接相连的所有边界节点所在的量测岛的岛数仅为 2，这 3 个岛可合并。

通过以上可观测性分析，可以确定当前量测能将电网分成几个可观测岛。状态估计只能在可观测岛上进行，可以进行多岛状态估计。

1.5.2 实时状态估计算法

实时状态估计利用实时遥测信息计算可观测岛电网的稳态运行状态（$V\angle\theta$）。

电网的稳态运行状态用 n 维状态矢量 x 表示。量测量可以写成状态变量 x 的函数，称为量测方程：

$$\boldsymbol{Z}=\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})+\boldsymbol{v} \tag{13.3-6}$$

式中：Z 是 m 维量测矢量，包括支路潮流、节点注入潮流，节点电压幅值和相角测量量；h（x）是 m 维非线性量测函数矢量，v 是 m 维量测误差矢量。

建立加权最小二乘优化模型：

$$J(\boldsymbol{x})=\sum_{i=1}^{m}W_i[Z_i-h_i(\boldsymbol{x})]^2 \tag{13.3-7}$$

式中：$W_i=1/\sigma_i^2$ 是量测 i 的权值，σ_i^2 是量测 i 的量测误差的方差。对标量 J（x）取极值，计算出的状态变量值 $\hat{x}$ 称

为 $\boldsymbol{x}$ 的加权最小二乘估计。

式（13.3-7）可以写成矩阵的形式：

$$J(\boldsymbol{x}) = [\boldsymbol{Z} - \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})]^{\mathrm{T}} \boldsymbol{R}^{-1} [\boldsymbol{Z} - \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})] \quad (13.3\text{-}8)$$

式中：$\boldsymbol{R}$ 是 m 维量测误差方差对角线矩阵，$\boldsymbol{R} = diag\{\sigma_i^2\}$。$J(x)$ 取极小应满足的必要条件是：

$$\frac{\partial J}{\partial \boldsymbol{x}} = -2\boldsymbol{H}^{\mathrm{T}}(\boldsymbol{x})\boldsymbol{R}^{-1}[\boldsymbol{Z} - \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})] = \boldsymbol{0} \quad (13.3\text{-}9)$$

这是关于 x 的 n 维非线性代数方程组，可以用牛顿—拉夫逊方法迭代求解。令第 k 次迭代时 x 的初值是 $x(k)$，第 k 次迭代 x 的修正量为

$$\Delta \boldsymbol{x}^{(k)} = [\boldsymbol{H}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{R}^{-1} \boldsymbol{H}]^{-1} \boldsymbol{H}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{R}^{-1} (\boldsymbol{Z} - \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}))|_{\boldsymbol{x}=\boldsymbol{x}^{(k)}} \quad (13.3\text{-}10)$$

式中：

$$\boldsymbol{H} = \frac{\partial \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})}{\partial \boldsymbol{x}^{\mathrm{T}}}|_{\boldsymbol{x}^{(k)}} \quad (13.3\text{-}11)$$

是 $m \times n$ 阶量测 Jacobian 矩阵。定义：

$$\sum\nolimits^{-1} = \boldsymbol{H}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{R}^{-1} \boldsymbol{H} \quad (13.3\text{-}12)$$

为信息矩阵（Information Matrix），式（13.3-10）可写成：

$$\Delta \boldsymbol{x}^{(k)} = \sum \boldsymbol{H}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{R}^{-1} (\boldsymbol{Z} - \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}))|_{\boldsymbol{x}=\boldsymbol{x}^{(k)}} \quad (13.3\text{-}13)$$

于是有 $k+1$ 次迭代时 x 的值是

$$\boldsymbol{x}^{(k+1)} = \boldsymbol{x}^{(k)} + \Delta \boldsymbol{x}^{(k)} \quad (13.3\text{-}14)$$

$k=0$，1，直到 $\max_i |\Delta x_i^{(k)}| < \epsilon$ 为止。这时得到的 $x(k)$ 即是最优估计值 $\hat{\boldsymbol{x}}$。这种状态估计算法叫做基本加权最小二乘算法。

对有 N 个独立节点组成的电力系统，其中有一个节点的电压相角给定，作为参考，则有 $N-1$ 个节点的电压相角 $\boldsymbol{\theta} = [\theta_1, \theta_2, \cdots, \theta_{N-1}]^{\mathrm{T}}$，N 个节点电压幅值 $\hat{\boldsymbol{V}} = [\hat{V}_1, \hat{V}_2, \cdots, \hat{V}_N]^{\mathrm{T}}$ 需要估计，总共有 $2N-1$ 个未知量，x 的维数是 $n = 2N-1$。共有 m 个量测，Z 是 m 维，则式（13.3-11）的 H 是 $m \times n$ 阶矩阵。定义 $\eta = \frac{m}{n}$ 为量测冗余度。通常情况下，量测冗余度 η 越大，状态估计的精度越高。实际应用中，η 的值在 1.5～2.5 之间。

状态估计需要在线运行，算法的快速性和数值稳定性非常重要。

为加快计算速度，利用高压电网中 P-Q 解耦的特点，发展出快速分解状态估计算法。

快速分解状态估计算法将量测量分成有功相关量测 Z_{a} 和无功相关量测 Z_{r} 两类，相应的量测方程、量测误差的方差也相应地划分，并用下标 a 和 r 区分。状态变量 x 分成电压相角 $\boldsymbol{\theta}$ 和电压幅值 V，则和式（13.3-13）相对应的 $\Delta\boldsymbol{\theta}$ 和 $\Delta\boldsymbol{V}$ 的计算公式是：

$$\boldsymbol{A}\Delta\boldsymbol{\theta} = \boldsymbol{a} \text{ 和 } \boldsymbol{B}\Delta\boldsymbol{V} = \boldsymbol{b} \quad (13.3\text{-}15)$$

式中：

$$\begin{cases} \boldsymbol{A} = V_0^2 \boldsymbol{B}_{\mathrm{a}}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{R}_{\mathrm{a}}^{-1} \boldsymbol{B}_{\mathrm{a}} & \boldsymbol{a} = -\boldsymbol{B}_{\mathrm{a}}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{R}_{\mathrm{a}}^{-1} [\boldsymbol{Z}_{\mathrm{a}} - \boldsymbol{h}_{\mathrm{a}}(\boldsymbol{x})] \\ \boldsymbol{B} = V_0 \boldsymbol{B}_{\mathrm{r}}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{R}_{\mathrm{r}}^{-1} \boldsymbol{B}_{\mathrm{r}} & \boldsymbol{b} = -\boldsymbol{B}_{\mathrm{r}}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{R}_{\mathrm{r}}^{-1} [\boldsymbol{Z}_{\mathrm{r}} - \boldsymbol{h}_{\mathrm{r}}(\boldsymbol{x})] \end{cases} \quad (13.3\text{-}16)$$

$\boldsymbol{B}_{\mathrm{a}}$ 和 $\boldsymbol{B}_{\mathrm{r}}$ 是量测 Jacobian 矩阵的简化形式，分别对应于 P-θ 和 Q-V 的子矩阵，它们是常数矩阵。$\boldsymbol{B}_{\mathrm{a}}$ 是使用 $-1/x$ 为支路导纳建立起来的，x 是支路电抗；$\boldsymbol{B}_{\mathrm{r}}$ 中的元素和节点导纳矩阵虚部元素相类似。快速分解状态估计算法分别交替迭代求解式（13.3-15），并进行电压相角 θ 和电压幅值 V 的修正，直到收敛为止。

基本加权最小二乘算法同时求解 $\Delta\boldsymbol{\theta}$ 和 $\Delta\boldsymbol{V}$，要求解的式（13.3-13）的线性代数方程组的维数是 $n = (N-1) + N$；而快速分解法分别求解式（13.3-15）的两个维数较低[$(N-1)$ 和 N 阶]的线性代数方程组，维数降低了，计算量大大减少了。另外，快速分解法中 $\boldsymbol{B}_{\mathrm{a}}$ 和 $\boldsymbol{B}_{\mathrm{r}}$ 是常数矩阵，只需在计算开始形成一次，在迭代过程中可以一直使用，因此其计算速度极快，通常比基本加权最小二乘算法快几倍。快速分解状态估计算法在 EMS 中得到了十分广泛的应用。

为提高状态估计算法计算的数值稳定性，还提出了正交变换状态估计算法。该算法将非线性量测方程进行一阶台劳展开，得到线性化的量测方程：

$$\boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}) = \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}_0) + \boldsymbol{H}\Delta\boldsymbol{x} \quad (13.3\text{-}17)$$

将式（13.3-17）带入式（13.3-8）可得：

$$J(\Delta\boldsymbol{x}) = \| \boldsymbol{r}_{\mathrm{w}} - \boldsymbol{H}_{\mathrm{w}}\Delta\boldsymbol{x} \|_2 \quad (13.3\text{-}18)$$

式中 $\boldsymbol{r} = \boldsymbol{Z} - \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}_0)$ 是量测残差，$\boldsymbol{r}_{\mathrm{w}} = \boldsymbol{R}^{-1/2}\boldsymbol{r}$ 是加权量测残差，$\boldsymbol{H}_{\mathrm{w}} = \boldsymbol{R}^{-1/2}\boldsymbol{H}$ 是加权量测 Jacobian 矩阵。用正交变换法求解式（13.3-18）即得到数值稳定性好的正交变换法。

1.5.3　不良数据的检测和辨识

电力系统遥测数据通常会有误差，远远超出正常误差范围的量测数据叫不良数据。不良数据的存在会使状态估计结果异常，因此，需要检测和辨识不良数据，排除它们对状态估计计算结果的影响，保证状态估计结果合理。

不良数据的检测和辨识分两步，第一步是在状态估计之前，利用简单的规则进行初检测，排除明显不合理的量测；第二步是基于状态估计结果的估计后检测和辨识，如下。

量测残差 $\boldsymbol{r} = \boldsymbol{Z} - \boldsymbol{h}(\hat{\boldsymbol{x}})$，量测误差 $\boldsymbol{v} = \boldsymbol{Z} - \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x})$，由于电网真实状态 $\boldsymbol{x}$ 不可知，所以量测误差 $\boldsymbol{v}$ 不可知。我们只能利用量测残差 r 来估计量测误差 v。r 和 v 之间的关系是

$$\boldsymbol{r} = \boldsymbol{W}\boldsymbol{v} \quad (13.3\text{-}19)$$

式中：

$$\boldsymbol{W} = \boldsymbol{I} - (\boldsymbol{H}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{R}^{-1}\boldsymbol{H})^{-1}\boldsymbol{H}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{R}^{-1} \quad (13.3\text{-}20)$$

是 $m \times m$ 阶残差灵敏度矩阵，其秩是 $m-n$。因为 $m > n$，$\boldsymbol{W}$ 奇异，无法通过 r 求 v。但是，$\boldsymbol{W}$ 具有对角占优的特点，所以可以通过 r_i 推算 v_i 的大小，用于不良数据的检测。常用 $r_{\mathrm{w},i}$ 或者 $r_{\mathrm{N},i}$ 的大小来检测不良数据。$r_{\mathrm{w},i} = r_i/\sigma_i$ 是量测 i 的加权残差，σ_i^2 是量测 i 的误差的方差；$r_{\mathrm{N},i} = r_i/\sqrt{D_i}$ 是标准化残差，$D = diag[\boldsymbol{WR}]$ 是残差的方差。$r_{\mathrm{N},i}$ 检测相当于式（13.3-19）中只考虑 $\boldsymbol{W}$ 的对角元。

辨识不良数据的最简单的方法是残差搜索法，利用 $r_{\mathrm{w},i}$ 或者 $r_{\mathrm{N},i}$ 判据确定可疑数据 i，将它从量测集合中排出，重新进行状态估计。如果排除量测 i 后估计结果使式（13.3-7）的目标函数减小，说明该次不良数据的辨识和排除成功。然后，在其余量测中重复这一过程，找下一个不良数据，直至满足停判据为止。该方法的缺点是需要多次进行状态估计，计算量极大。

可以采用线性化的估计辨识法。如果我们将全量测集 M 中的 m 个量测分成 T 集（t 个正常量测）和 S 集（s 个可疑量测）。用 M 集量测做状态估计结束时，我们有了 m 个量测的残差 r，于是可以利用残差 r 来估计 S 集量测的量测误差。将量测误差 v 按 T 集和 S 集划分为 $\boldsymbol{v}_{\mathrm{t}}$ 和 $\boldsymbol{v}_{\mathrm{s}}$，相应的 $\boldsymbol{W}$ 矩阵按列做相应的划分为 $\boldsymbol{W}_{\mathrm{t}}$ 和 $\boldsymbol{W}_{\mathrm{s}}$，式（13.3-19）可写成：

$$\boldsymbol{W}_{\mathrm{t}}\boldsymbol{v}_{\mathrm{t}} = \boldsymbol{r} - \boldsymbol{W}_{\mathrm{s}}\boldsymbol{v}_{\mathrm{s}}$$

状态估计后残差 r 是已知量，v_{s} 是待求量，求该式的最小二乘解 $\min \| \boldsymbol{r} - \boldsymbol{W}_{\mathrm{s}}\boldsymbol{v}_{\mathrm{s}} \|_2$ 得：

$$\hat{\boldsymbol{v}}_{\mathrm{s}} = (\boldsymbol{W}_{\mathrm{s}}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{W}_{\mathrm{s}})^{-1}\boldsymbol{W}_{\mathrm{s}}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{r} \quad (13.3\text{-}21)$$

根据估计出来的量测误差的大小来判断 S 集的可疑量测是不是不良数据。这种做法叫量测误差估计辨识法（Estimation-Identification，EI 法），是中国学者提出来的。

由于我们很难准确地确定可疑量测集 S，致使 T 集中可能存在不良数据，S 集中可能存在正常数据，所以，这种成组估计辨识的策略有时会失效。

最有效的方法是将不良数据的检测、辨识和排除三者有机结合，采用线性估计方法同步递归进行。中国学者提出的递归量测误差估计辨识 RMEEI 法（Recursive Measurement Error Estimation Identification）就是这样一种方法。

RMEEI 法的基本思想是：如果 T 集量测中不良数据越少，用 T 集量测所做的状态估计结果就越接近真实结果，用这个结果计算出的残差 r_s 中，对应正常数据的残差会越小，对应不良数据的残差会越大。将可疑数据从 T 集逐个移入 S 集，用线性修正公式计算量测数据移动后的结果，过程中不断判断 S 集中是否有正常数据需要移回到 T 集，T 集中是否有可疑数据需要移出到 S 集，如有，做相应的数据的移动。

开始时，T 集就是 M 集，S 集为空。用 T 集量测作状态估计，计算量测的标准化残差 $r_{N,j}$，$j\in T$。从 T 集量测中选出 $\boldsymbol{r}_{N,j}$ 最大者，例如量测 j，将量测 j 试着从 T 集移入 S 集，然后用线性递归公式计算量测集变化引起的状态量 x、残差 r 和残差的方差 D 的变化，更新变化后 T 集和 S 集中量测的标准化残差 $\boldsymbol{r}'_{N,k}$，$k\in T$ 或者 $k\in S$。看两个集合中是否有量测需要向对方量测集移动。如有，继续这一过程。每做一次量测的移动，就用线性递归公式计算量测集变化引起的状态量 x、残差 r 和残差的方差 D 的变化。T 集和 S 集在辨识过程中是动态变化的，直至最后 T 集全是正常量测，S 集全是不良数据为止。

量测 j 从 T 集移出（或向 T 集移入），状态量 x、残差 r 和残差的方差 D 将由移动前的 $\hat{\boldsymbol{x}}^{(t)}$、$\boldsymbol{r}^{(t)}$ 和 $\boldsymbol{D}^{(t)}$ 变成移动后的 $\hat{\boldsymbol{x}}^{(t\mp1)}$、$\boldsymbol{r}^{(t\mp1)}$ 和 $\boldsymbol{D}^{(t\mp1)}$。上标中的“—”号表示从 T 集移出，“+”号表示向 T 集移入。为了简化表达，移动前的量省略上标 (t)，移动后的量用加撇表示。量测 j 移动后量测 k 的残差变成

$$\left.\begin{aligned} r'_k &= r_k + \boldsymbol{h}_k\boldsymbol{\eta}_j r_j/DJ \\ \boldsymbol{\eta}_j &= \Sigma\boldsymbol{h}_j^{\mathrm{T}} \end{aligned}\right\} \tag{13.3-22}$$

Σ^{-1} 是信息矩阵，$\boldsymbol{h}_j$ 是量测 Jacobian 矩阵的第 j 行矢量，r_j 是量测 j 的残差。

$$DJ = \pm R_j - a_{jj},\quad \text{其中 } a_{jj} = \boldsymbol{h}_j\boldsymbol{h}_j^{\mathrm{T}}$$

移动后的第 k 个量测的残差的方差变成

$$D'_k = D_k + \begin{cases} -a_{kj}^2/DJ, & k\in T \\ a_{kj}^2/DJ, & k\in S \end{cases} \tag{13.3-23}$$

当量测 j 移动后，利用线性式（13.3-22）和式（13.3-23）计算变化后量测 k 的残差 r'_k 和残差的方差 D'_k，然后就可以计算出变化后量测 k 的残差的标准差

$$r'_{N,k} = r'_k/\sqrt{D'_k}$$

这里，k 可以是 T 集和 S 集的量测。于是，我们就可以开始新一轮的检测辨识过程。

这一过程连续进行。随着可疑量测不断从 T 集移动到 S 集，正常数据从 S 集移到 T 集，T 集中的不良数据会越来越少，S 中的不良数据会越来越多，最后使 T 集中只有正常数据，S 集中只有不良数据。

这个方法每次量测移动都只涉及一个线性修正计算，不用重新进行状态估计计算，所以计算速度极快。另外，这种方法采用线性递归的修正来反映量测移动产生的影响，随着可疑量测逐渐从 T 集移出，T 集中的可疑数据会越来越少，T 集中残留的不良数据和 S 集中误检的正常数据会逐渐“冒”出，所以，这种方法的检测和辨识不良数据的性能相当好。

1.6 调度员潮流

调度员潮流（Dispatcher Power Flow，DPF）是 EMS 网络分析软件中的核心软件。调度员对电网进行的各种调整、操作、改变运行方式的分析计算都需要在调度员潮流上进行；各种动态分析、电压稳定分析、优化分析等特殊的网络分析计算也需要在调度员潮流基础上进行。基于不同的数据源，调度员潮流的运行模式分为实时态、研究态、预测态、规划态等。调度员潮流需要有灵活变化和修改运行方式的能力，要求算法收敛性好，调度员使用方便。这需要将算法、数据库管理、图形界面、软件任务调度等有机结合，集成为一个使用灵活、功能强大的系统。不是一个单纯离线潮流计算软件，其中的实用化工作相当多。在线应用的调度员潮流软件的程序源代码可能比常规教学用的潮流计算软件大十几甚至几十倍。

1.6.1 潮流模型

电力系统有 N 个节点，每个节点有 4 个变量：P，Q，V，θ，选定一个节点为 $V\theta$ 给定节点，其他节点给定 P、Q 或者 P、V，则可计算出所有节点的 V、θ。有了所有节点的 V、θ，电力系统中其他稳态运行量就都可以计算出来。这一过程叫潮流计算。

潮流计算求解节点功率平衡方程：

$$\begin{cases} \Delta P_i = P_{G,i} - P_{D,i} - V_i\sum\limits_{j\in i}V_j(G_{ij}\cos\vartheta_{ij} + B_{ij}\sin\vartheta_{ij}) \\ \qquad = 0, \quad i\in PQ \text{ 和 } PV \\ \Delta Q_i = Q_{G,i} - Q_{D,i} - V_i\sum\limits_{j\in i}V_j(G_{ij}\sin\vartheta_{ij} - B_{ij}\cos\vartheta_{ij}) \\ \qquad = 0, \quad i\in PQ \end{cases} \tag{13.3-24}$$

即确定一组节点电压幅值 V 和相角 θ，使得式（13.3-24）的功率偏差小于给定的 ε。

有一个节点 $V\theta$ 给定，则潮流方程共有有功平衡方程 $N-1$ 个，若有另外 r 个 PV 给定节点，无功平衡方程有 $N-r-1$ 个。待求变量包括 $N-1$ 个节点的电压相角，$N-r-1$ 个节点的电压幅值，两者数量相等。

1.6.2 Newton 潮流算法

潮流计算常用的方法是 Newton 法。如果第 k 次迭代时状态变量的值是 $[\Delta\boldsymbol{\theta}^{(k)\mathrm{T}},\ \Delta\boldsymbol{V}^{(k)\mathrm{T}}]^{\mathrm{T}}$，则第 $k+1$ 次迭代时状态变量的新值为：

$$\begin{bmatrix}\boldsymbol{\theta}^{(k+1)}\\ \boldsymbol{V}^{(k+1)}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}\boldsymbol{\theta}^{(k)}\\ \boldsymbol{V}^{(k)}\end{bmatrix} + \begin{bmatrix}\Delta\boldsymbol{\theta}^{(k)}\\ \Delta\boldsymbol{V}^{(k)}\end{bmatrix},\quad \begin{bmatrix}\Delta\boldsymbol{\theta}^{(k)}\\ \Delta\boldsymbol{V}^{(k)}\end{bmatrix}$$

$$= -\begin{bmatrix}\dfrac{\partial\Delta\boldsymbol{P}}{\partial\boldsymbol{\theta}^{\mathrm{T}}} & \dfrac{\partial\Delta\boldsymbol{P}}{\partial\boldsymbol{V}^{\mathrm{T}}}\\ \dfrac{\partial\Delta\boldsymbol{Q}}{\partial\boldsymbol{\theta}^{\mathrm{T}}} & \dfrac{\partial\Delta\boldsymbol{Q}}{\partial\boldsymbol{V}^{\mathrm{T}}}\end{bmatrix}_{(k)}^{-1}\begin{bmatrix}\Delta\boldsymbol{P}^{(k)}\\ \Delta\boldsymbol{Q}^{(k)}\end{bmatrix} \tag{13.3-25}$$

Newton 潮流算法具有二阶收敛性，越接近解点，收敛越快。Newton 潮流算法对初值要求较高，初值给的不合适计算很容易发散。因为每次迭代都需要重新形成式（13.3-25）的 Jacobian 矩阵，所以每次迭代的计算量很大，但总的迭代次数较少。

1.6.3 快速分解法

为了提高计算速度，提出了快速分解潮流计算方法。利用超高压电网有功无功解耦的特点，代之以联立求解 θ 和

V，快速分解法分别交替求解 θ 和 V。开始时 $k=0$，第 k 次迭代 θ 和 V 的初值是 θ（k）和 V（k），快速分解法的迭代公式是

$$\begin{cases}\Delta \boldsymbol{V}^{(k)} = -\boldsymbol{B}''^{-1}\Delta \boldsymbol{Q}(\boldsymbol{\theta}^{(k)}, \boldsymbol{V}^{(k)})/\boldsymbol{V}^{(k)} \\ \boldsymbol{V}^{(k+1)} = \boldsymbol{V}^{(k)} + \Delta \boldsymbol{V}^{(k)}\end{cases}$$

$$\begin{cases}\Delta \boldsymbol{\theta}^{(k)} = -\boldsymbol{B}'^{-1}\Delta \boldsymbol{P}(\boldsymbol{\theta}^{(k)}, \boldsymbol{V}^{(k+1)})/\boldsymbol{V}^{(k+1)} \\ \boldsymbol{\theta}^{(k+1)} = \boldsymbol{\theta}^{(k)} + \Delta \boldsymbol{\theta}^{(k)}\end{cases} \tag{13.3-26}$$

式中：$\boldsymbol{B}''$是 $N-r-1$ 阶矩阵，是节点导纳矩阵虚部的子矩阵；$\boldsymbol{B}'$是 $N-1$ 阶矩阵，是用 $-1/x$ 为支路导纳建立起来的 $N-1$ 阶节点导纳矩阵，并忽略接地支路的贡献。

θ 和 V 的迭代需要交替进行，同时计算 ΔP 或 ΔQ 时需要使用最新的 θ 和 V。快速分解法仍是以 ΔP 和 ΔQ 小于 ϵ 为收敛判据，所以其计算结果是准确的。由于 Newton 法需一次求解式（13.3-25）的高维方程，快速分解法交替求解式（13.3-26）的两个低维方程，而且式（13.3-26）方程的系数矩阵是常数矩阵，只需一次形成因子表，在迭代过程中可以反复使用，所以快速分解法计算快速。尽管它是一阶收敛算法，迭代次数比 Newton 法多，但计算速度比 Newton 法快几倍，是目前使用最为广泛的方法。

1.6.4　直流潮流

直流潮流算法用于快速计算电网有功潮流分布。

给定节点注入有功功率 $\boldsymbol{P}^{inp}$，直流潮流利用下式计算节点电压相角 θ：

$$\boldsymbol{B}_0\boldsymbol{\theta} = \boldsymbol{P}^{inp} \tag{13.3-27}$$

式中：B_0 是使用 $1/x$ 为支路导纳建立起来的 $N-1$ 阶节点导纳矩阵。计算出节点电压相角 θ 后，支路（i，j）的有功潮流就可以用

$$P_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \tag{13.3-28}$$

计算出来。直流潮流不需要迭代，计算快速，而计算误差在可接受的范围内，在只需要研究有功潮流分布的场合广泛应用。

1.6.5　外网等值

电网调度中心监控的自己电网（内网）只是全局电网的一部分，自己电网之外的电网称为外部电网（外网），潮流计算需要考虑外网对内网的影响，尤其开合环操作时更是如此。

内网状态估计计算结束时，内网内各个节点的 PQ 已知，边界节点的 $V\theta$ 也已知，可将上级调度中心提供的外网等值模型“贴”到内网的边界节点上，边界节点设置为 $V\theta$ 给定节点，其 $V\theta$ 值由内网状态估计给出，然后对内网计算多平衡节点潮流，其结果得到边界节点的 PQ 值。这样就具备了内网的潮流计算条件。

利用状态估计计算出的在线潮流其结果一般是合理的。外网潮流的影响体现在边界节点的 PQ 值上，该值只起到平衡外网潮流的作用，并没有实际物理意义。

1.6.6　潮流调控

调度员在进行各种操作和调整过程中，可能会发生某些物理量越界，需要调整潮流使其回到界内。

发电机母线通常设为 PV 节点。当发电机无功出力越界时，需要改变机端电压 V 的给定值，使得发电机无功回到界内，可用发电机母线电压变化量和发电机无功出力变化量之间的灵敏度关系计算出所需的电压调整量。也可将发电机母线转换为 PQ 节点，Q 为发电机的无功出力限制值，重新进行潮流计算，计算出发电机母线的合适的电压设定值。

负荷母线通常设为 PQ 节点。当负荷母线电压越限时，需要改变负荷母线的无功负荷（切负荷或并联无功元件），利用负荷母线无功负荷变化量和负荷母线电压变化量之间的灵敏度关系计算出母线无功负荷的调整量。也可将负荷母线转换成 PV 节点，V 取母线电压限值，重新进行潮流计算，得到合适的负荷母线无功。

有时还需要进行潮流调整。如果某发电机节点的有功出力需要改变 ΔP，这个量需要由其他发电机节点承担，可以根据参与承担的机组的调节容量或功率—频率特性系数按比例承担，参与承担的机组的调节量之和应为 $-\Delta P$。

可以通过改变发电机节点的有功出力来调整某条联络线或者某组联络线的有功潮流，用发电出力转移分布因子计算所需要的发电机出力调整量，计算中需要考虑系统中所有参与调整的发电机出力调整量（包括平衡节点）之和应为 0（如果忽略网损的变化），这时是用多平衡节点调整而不是常规潮流分析中的单平衡节点调整。

如果需要通过调整某发电机母线电压来改变某个负荷母线电压，通过被调负荷母线电压变化量和发电机母线电压变化量之间的灵敏度关系计算出发电机母线电压所需的调整量。发电机母线也可以按无功调整量来调整（设为 PQ 节点）。

1.6.7　潮流计算性能改善

为加快计算速度，潮流计算中普遍采用稀疏矩阵技术，即采用排零存储、排零计算、节点优化编号技术，使得 Jacobian 矩阵在分解因子表时产生的注入元最少。稀疏矩阵技术保证存储和计算的都是必要的和充分的，不多也不少。

电网解列运行时，需要对于既有发电又有负荷的可运行岛进行多岛潮流计算，每个岛需要设置一个平衡节点。通常取和外网等值模型相联的边界节点或者容量裕度大的发电机节点作为平衡节点。不需要改变原来的潮流计算模式，只需在 Jacobian 矩阵的新增平衡节点的对角元位置上设置大数即可。

交流潮流计算不收敛时，可以转入直流潮流算法，给出系统有功潮流分布。

1.7　负荷预测

负荷预测是电力系统未来预测数据的主要来源。负荷预测包括系统负荷预测和母线负荷预测。系统负荷预测中，短期负荷预测是预测次日一天到一周每天 24h 的系统负荷，时间间隔为 1h 或 15min，用于安排第二天的发电计划；超短期负荷预测是预测 5min 到 1h 的系统负荷，时间间隔为 5min 或 15min，用于实时调度控制，也用于在线潮流和静态安全分析计算。基于系统负荷预测进行的母线负荷预测为预测态网络分析创造条件。负荷预测和其他应用软件之间的关系如图 13.3-5 所示。

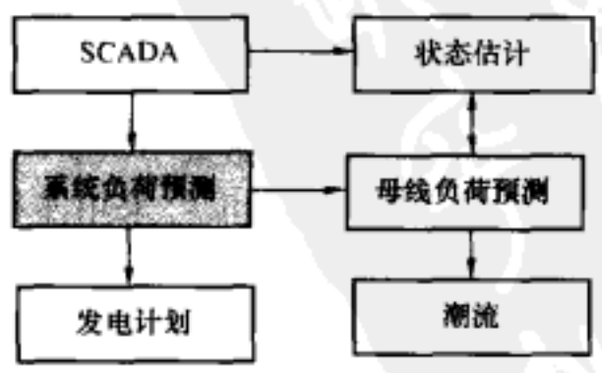


图 13.3-5　负荷预测和其他应用软件之间的关系

由于系统中常会发生不可预见的事件，负荷预测的人工干预是必不可少的。不同电网和不同天气情况下负荷性态不同，需要运行计划人员的经验作为补充。由于负荷中存在大量的随机因素，要做到准确的负荷预测是十分困难的。

1.7.1 系统负荷预测

利用当前及历史负荷数据，预测未来某时刻或某时段的系统负荷。EMS 中使用的系统负荷预测主要是短期和超短期负荷预测，两者使用的方法类似。

常用的负荷预测方法有线性外推法，时间序列法，人工神经网络法等。

1.7.1.1 线性外推法

原理是将过去一段时间的历史负荷数据取平均，作为未来负荷的预测值。有时利用近大远小原理，采用指数平滑法对近期负荷给予较大的权重以提高预测精度。

1.7.1.2 线性回归分析法

利用历史负荷数据建立起线性拟合函数。将历史负荷 x 作为输入，要预测的负荷 y 作为输出，建立 y 和 x 之间的线性函数关系。利用已知的历史负荷数据，用最小二乘法确定 y 和 x 之间线性函数式的系数。例如，多元线性回归法建立如下函数模型：

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_{1i} + \beta_2 x_{2i} + \cdots + \beta_k x_{ki} + \varepsilon_i$$
$$i = 1, \cdots, N(N > k)$$

N 是使用历史数据的试验次数，k 是模型中定义的变量个数，β_i 是线性函数中变量的系数。利用 N 组采样值给出的 y 和 x，用最小二乘法确定系数 β_i，然后利用这个线性函数做预测。

1.7.1.3 时间序列法

将历史负荷看作随机时间序列，建立起时间序列模型来做预测。首先建立自回归 AR（Automatic Regression）模型，将当前负荷值用其本身的过去值的有限项的加权和再加上一个误差量来表示，使误差量的二乘值最小来确定模型的阶数和模型的加权参数；如果误差还很大，则引入动平均 MA（Moving Average）模型。引入现在和过去的干扰量的有限项的加权和，用误差量的二乘值最小来确定干扰量模型的阶数和模型的加权参数。用这样确定的模型进行预测。

负荷形状具有相关性。不同日的同一时刻的负荷值是相关的；例如不同周的星期一的负荷形状也相关，负荷预测可以利用这些相关的性质。

1.7.1.4 人工神经网络方法

将传统函数的自变量和因变量定义为人工神经元网络 ANN（Artificial Neural Network）的输入和输出变量，将传统的函数关系转化为 ANN 的高维的非线性映射，而不是显式的数学表达式。利用历史负荷数据对 ANN 的这个非线性映射进行训练，利用训练后的结果做预测。

1.7.1.5 负荷预测的综合模型

每种负荷预测模型都有自己的特点，不同地区、不同时段，负荷的变化规律也不同。一种模型很难适应所有可能的负荷形态。因此，将几种算法模型组合，形成一个综合预测模型，可以提高预测精确度。负荷预测的综合模型采用多种负荷预测模型，采用历史日的负荷进行模拟预测，用模拟预测结果和历史日的实际负荷之差做最小二乘，以此确定每种负荷预测模型的权重。实际预测时，采用多种负荷预测模型，用模拟预测获得的权值对这些模型计算出的结果进行加权综合，得到最终的预测结果。“最优”权重是通过优化算法计算出来的，并可以在预测过程中不断更新，因此综合模型具有更好的模型适应性。

1.7.1.6 扩展短期负荷预测

常规的短期负荷预测的做法是使用昨日及以前的历史负荷数据，预测次日 24h 及以后的系统负荷，当天预测时点之前的负荷数据并不使用。实际上，如果能利用当天预测时点之前的最新负荷信息，对当日余下的时点做负荷预测，其预测结果肯定会比用前一日负荷数据所做的预测更准确。进一步，如果能把当日的负荷比较准确地估计出来，利用它们参与做次日的负荷预测，则为预测补充了最新的参考信息，必然可以提高预测结果的准确度。扩展短期负荷预测就是利用这一思想发展起来的。扩展短期负荷预测方法利用历史信息和当前可以获得的最新信息（包括负荷信息、气象信息、电价等），预测当日当前时刻以后的负荷。由于利用了最新的负荷信息实时跟踪地进行滚动预测，所以预测精度大大提高了。图 13.3-6 是某大型地区电网某日的扩展负荷预测结果。可见和日前做的次日负荷预测的结果相比，扩展短期负荷预测更接近于实际负荷。

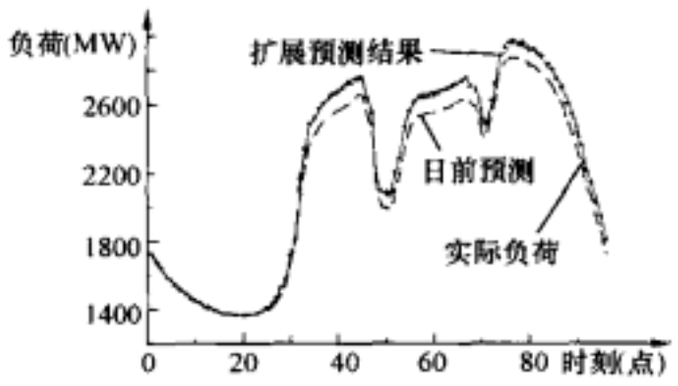


图 13.3-6 某大型地区电网 2001 年 1 月 11 日扩展短期负荷预测结果

短期负荷预测和超短期负荷预测所用的方法类似。由于超短期负荷预测利用最新的负荷数据，而且预测的未来时间短，所以预测精度很高，对省级电网预测精度可达 99%以上。常规的短期负荷预测方法其预测精度稍差，对于省级电网其预测精度通常在 97%左右。由于负荷固有的随机性，所以任何负荷预测方法都不可能使预测结果的精度高于某一极限值。

短期负荷预测结果的精度受多方面的影响，其中受天气的影响最大，通常需要利用天气预报信息，进行天气因素的修正，方法是通过 ANN 模型或者直接建立的信息相关模型（比如气温负荷模型等）参与负荷预测。

人工干预在负荷预测中起到十分重要的作用。

1.7.2 母线负荷预测

母线负荷预测将系统负荷的预测值按比例分配模型分配给每个母线，其结果给出电网中每个母线的 PQ 值，用于电网潮流计算，也用于预测某些未测量点的负荷或者代替某些错误量测值，作为状态估计的量测补充。通常取每个母线在日或者周中的负荷峰值，按母线负荷峰值的比例将系统负荷分配到每个母线。

当不同区域之间负荷曲线形状差别较大时，可采用不同的比例分配模型。对于不同类型的负荷（工业，农业，民用，商业等）也可以采用不同的比例分配模型。这些模型可以是随时间变化的。

采用每个母线的 Q/P 比，利用母线的有功负荷 P 计算出母线的无功负荷 Q。母线的 Q/P 比可以利用母线负荷的实时测量数据来维护，也可以利用历史上记录的在线潮流数据来维护。

1.8 静态安全分析

对于当前处于正常运行状态的电力系统，静态安全分析研究故障引起开断事故情况下系统的稳态运行情况。当某预想事故发生时系统仍处正常状态，则不需要动作；如果系统进入静态紧急状态（而当前并不是），需要告诉调度员如果预想的事故真的发生了，应当采取什么措施来解除静态紧

急。因此，静态安全分析首先要确定需要分析的预想事故集，然后进行自动故障选择，按对系统影响的严重程度对故障进行排序筛选，最后详细分析严重故障可能产生的后果，最后给出需要采取的校正控制措施。

静态安全分析使用的方法是潮流算法。为了加快计算速度，常使用交流潮流的快速分解法、直流潮流法和灵敏度分析方法。由于静态安全分析需要对大量的预想事故进行计算，而每次计算往往只涉及电网的局部变化，所以在基态潮流基础上采用补偿法可加快计算速度。在静态安全分析计算中，稀疏矩阵技术和稀疏矢量技术得到了广泛的应用。

稀疏矩阵技术开发稀疏线性代数方程组 $\boldsymbol{Ax}=\boldsymbol{b}$ 中 $\boldsymbol{A}$ 的稀疏性，而稀疏矢量技术开发 b 和 x 的稀疏性，进一步提高计算速度。

静态安全分析涉及的开断包括发电机（负荷）开断、支路（线路，变压器）开断，前者不涉及电网拓扑结构的变化，但要考虑在电网中如何分配注入功率的变化，后者涉及电网网络拓扑变化。需要考察的电网元件越限包括支路过负荷（过电流），母线电压越限。

1.8.1　预想事故集

预想事故集涉及以上各种类型的开断。通常可以进行所有元件的 $N-1$ 开断扫描，也可以根据开断事故出现的概率定义预想事故集。预想事故通常考虑单开断，因为实际情况是，除了母线故障等特殊情况外，电网的两个相继单开断之间通常间隔几分钟到几十分钟，并非同时发生。所以递归地研究 $N-1$ 开断是合适的。但是在过去离线分析模式下，为了研究若干个相继单开断，通常要定义一个 $N-m$ 开断，即研究 m 重同时开断。为了符合离线计算的习惯，预想事故集中也可以定义多开断。

1.8.2　自动故障选择

并不是电网中所有的开断对电网的影响都严重，调度员关心的是对电网有严重影响的开断。自动故障选择算法对故障集中的所有故障进行扫描，并按故障对电网影响的严重程度排序，筛选出严重的故障。可按支路过负荷（过电流），母线电压越限的严重程度对故障进行排序。

定义有功过负荷严重性指标：

$$PI_{\text{loading}}(t)=\sum_{l\in\forall\text{ lines}}\left[\frac{P_l(t)}{P_{l\max}}\right]^2 \tag{13.3-29}$$

支路 l 在 t 时刻的负荷 $P_l(t)$ 接近或者超过允许的最大负荷 $P_{l\max}$ 时，该线路的重负荷将对指标值有较大的贡献。

电压越界严重性指标：

$$PI_{\text{V\_profile}}(t)=\sum_{i\in\forall\text{ Bus}}\left[\frac{V_i(t)-V_{i\text{ave}}}{(V_{i\max}-V_{i\min})/2}\right]^2 \tag{13.3-30}$$

当母线电压 $V_i(t)$ 和母线平均电压 $V_{i\text{ave}}$ 偏离较大时，该母线电压将对指标值有较大的贡献。

在某一时间点，利用快速分解法的一次 $P-Q$ 迭代或者两次 $P-Q$ 迭代，计算单元件开断后的指标值，并和基态值相比按指标值的增加量从大到小排序，给出故障排序表，排在前面的开断对系统的影响更严重。按一定周期（例如15min)定时计算这个故障排序表并展示给调度员。

也可以周期性地实时计算 $PI_{\text{loading}}(t)$ 和 $PI_{\text{V\_profile}}(t)$ 随时间变化的曲线。

1.8.3　静态安全评定

对于已经筛选出来的严重故障，可以通过静态安全评定软件来分析故障会对系统造成的具体影响。静态安全评定软件计算元件开断后的系统潮流，评估开断后元件的越界情况。对于支路开断，网络结构发生了变化，为了利用原来的网络方程，采用补偿法模拟开断引起的变化，避免重新形成矩阵因子表。发电机或者负荷开断，网络结构并未发生变化，原来网络方程不变，原来的矩阵因子表可用，只需要模拟注入功率的变化。但是需要考虑发电机开断后失去的发电功率在其他发电机中分配的问题。这涉及多平衡节点潮流计算，可以根据发电机的功频静特性系数按比例进行分配。发电机开断后，发电机无功为零，其他发电机如果是 PV 节点，将自动响应承担失去的无功。

1.8.4　校正对策分析

故障开断后系统出现元件越界，可以采用校正对策计算软件计算为解除元件越界需要采取的校正措施。通过灵敏度计算确定施加哪个控制量对解除越界最有效，需要控制的量是多少。这种做法物理概念清楚，调度员也容易接受。也可以采用优化算法，以控制量的调整量最小为目标给出最优控制策略，这种做法更为合理，但因为控制决策的物理意义的表达不具体，不直观，其结果可能大量的变量需要调整，调度员较难理解和接受。

对预想故障进行静态安全评定时，当发现系统处于正常不安全状态，就需要采取控制措施使系统恢复到正常安全状态，这称为安全性提高（Security Enhancement），是一种预防性的安全控制。它是通过对系统中可控变量的再安排来消去潜在的越限现象的。

如果没有 $N-1$ 开断就已出现越限现象，通过可控变量的再安排使系统恢复到正常状态，这是静态紧急控制的任务，是一种校正控制。

由于实施预防控制需要代价，而当前电力系统并未出现越界现象，所以并非一定要立即执行预防控制方案。比较经济的做法并不直接进行预防控制，而是给出预想事故发生时的校正控制对策，供调度员参考。当预想事故真正发生时，调度员立即调用预先做好的校正控制方案，实施对电网的调度和控制。

由于要实时应用，所以要求计算快速，通常采用线性化的方法计算。例如用灵敏度分析方法结合最小二乘法算法，也常用线性规划或者二次规划方法。比较普遍的做法是采用 $P-Q$ 解耦技术建模，将问题划分为有功、无功两个子问题分别求解。

在校正控制的目标上，有以某种经济指标为优化目标的，也有以控制变量调整量最小为目标的，后者简单实用，调度员也比较容易接受。解算方法多采用快速的线性化方法，计算中经济目标应退居第二位。

1.9　安全约束调度

安全约束调度给出控制变量的调整量，以解除电网中发生的稳态约束越界，它用于预防性控制、安全校正和恢复控制中。

安全约束调度使用的方法主要是基于灵敏度的线性规划法。以有功安全约束调度为例，通过发电机的有功出力的再分配来解除支路潮流过负荷。

问题的数学模型是：

$$\begin{cases}\min & \boldsymbol{c}\cdot\Delta\boldsymbol{P}\\ \text{s. t.} & \boldsymbol{\beta}\cdot\Delta\boldsymbol{P}=\boldsymbol{0}\\ & \Delta\boldsymbol{P}_{\min}\leqslant\Delta\boldsymbol{P}\leqslant\Delta\boldsymbol{P}_{\max}\\ & \Delta\boldsymbol{P}_{l\min}\leqslant\boldsymbol{H}\Delta\boldsymbol{P}\leqslant\Delta\boldsymbol{P}_{l\max}\end{cases} \tag{13.3-31}$$

式中：Δ 表示在基态潮流基础上的增量。控制变量调整量 ΔP 是（$m\times1$）维发电机的有功出力调整量，c 是对应可控变量的（$m\times1$）维微增费用行矢量，$\boldsymbol{\beta}$ 是对应机组的（$m\times$

1）维网损修正因子行矢量，H 是 L 条支路潮流变化和 m 台发电机有功出力变化之间的（$L\times m$）阶灵敏度矩阵，可以用直流潮流模型计算出来。可见约束条件除了系统有功功率平衡等式约束外，还有发电机调整量约束和支路潮流约束。H 的计算公式如下：

$$\boldsymbol{H}=\boldsymbol{X}_{\mathrm{L}}^{-1}\boldsymbol{A}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{B}'^{-1} \tag{13.3-32}$$

式中：B'是用 $1/x$ 为支路导纳建立起来的 $n\times n$ 阶直流潮流电纳矩阵，$n=N-1$，N 是电网节点数，包括 $V\vartheta$ 节点；A 是 $n\times L$ 阶节点—支路关联矩阵；$\boldsymbol{X}_{\mathrm{L}}$ 是 $L\times L$ 阶支路电抗对角线矩阵。

网损修正因子 $\boldsymbol{\beta}$ 利用潮流 Jacobian 矩阵来计算：

$$\begin{bmatrix}\dfrac{\partial P_{\mathrm{L}}}{\partial \boldsymbol{P}}\\[2ex]\dfrac{\partial P_{\mathrm{L}}}{\partial \boldsymbol{Q}}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}\dfrac{\partial \boldsymbol{P}^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{\theta}} & \dfrac{\partial \boldsymbol{Q}^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{\theta}}\\[2ex]\dfrac{\partial \boldsymbol{P}^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{V}} & \dfrac{\partial \boldsymbol{Q}^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{V}}\end{bmatrix}^{-1}\begin{bmatrix}\dfrac{\partial P_{\mathrm{L}}}{\partial \boldsymbol{\theta}}\\[2ex]\dfrac{\partial P_{\mathrm{L}}}{\partial \boldsymbol{V}}\end{bmatrix} \tag{13.3-33}$$

则有：

$$\beta_i=1+\frac{\partial P_{\mathrm{L}}}{\partial P_i} \tag{13.3-34}$$

利用线性规划方法，计算式（13.3-31）的模型，在模型有解的情况下可以得到发电机的调整量 ΔP。用此调整量对发电机基态出力进行修正，就可以得到解除越界的潮流解。当模型无解时，可以采用切负荷的措施，只要把负荷节点看作负的发电机节点即可。

安全约束调度有两种运行模式。①实时模式：当前已经有支路潮流越界时，实时模式给出的校正控制结果直接下发给 AGC 系统，或者通过调度员下令调整发电机组，包括非 AGC 机组，对机组进行解除当前支路越界的控制。当前系统处于正常不安全（警戒）状态时，对于可能引起支路越界的开断，计算出校正支路越界的预防控制策略，也可以下发该策略，使系统回到正常安全状态。当然，这要付出一定的代价。②研究模式：主要用于日前发电计划。当发电计划做出后发现出现支路潮流越界，调用安全约束调度软件来调整发电计划以解除支路潮流越界。

无功电压安全约束调度的做法和有功的类同。只是式（13.3-31）的模型中涉及的控制变量是发电机无功调整、电容器的投切、变压器分解头的调整等，约束条件是母线电压不越界、线路潮流不越界，目标函数通常可以选控制变量的动作量最小，或者网损变化最小。

1.10 故障计算

和离线故障电流计算不同，EMS 中的故障计算是在调度员潮流基础上进行的，它计算不同地点发生不同类型的故障时的故障电流，可用于校核各种继电保护定值之间是否配合，其功能包括在线故障电流计算、短路容量自动扫描和继电保护定值校核等。

由于是在调度员潮流基础上计算的，因此能实时跟踪电网的拓扑变化和潮流变化；另外其计算是自动进行的，能够对所有可能的故障进行扫描计算。

因为要进行大量重复的计算，因此，在线故障计算所用的方法需要简洁、快速。如果充分利用基态潮流结果，每次故障计算都只在原网络上进行小的修正，可望得到快速计算的效果。规范化的故障分析计算机计算方法就是这样一种方法。

图 13.3-7 中 aa'轴线左侧 $\dot{\boldsymbol{I}}_{\mathrm{eq}}^{(0)}$ 和 $\boldsymbol{Y}_{\mathrm{eq}}^{0}$是故障前电力系统的多端口诺顿等值参数。如果在原系统中选出受故障影响的元件，故障前这组元件的导纳用矩阵 y 表示，接入 $-y$ 就相当于将这组元件从系统中移出。这组元件受故障影响后，其对节点导纳矩阵的贡献是 $\boldsymbol{Y}_{\mathrm{f}}$，接入 $-y$ 和 $\boldsymbol{Y}_{\mathrm{f}}$ 就模拟了故障后的电力系统。没有故障发生时，$\boldsymbol{Y}_{\mathrm{f}}=\boldsymbol{y}$，图中 aa'右侧总导纳为零。

因此，对于不同的故障，形成不同的 $\boldsymbol{Y}_{\mathrm{f}}$，将图 13.3-7$aa'$轴线右侧 $-y$ 和 $\boldsymbol{Y}_{\mathrm{f}}$ 这部分经过合并处理后“贴”到 aa'轴线左侧的故障前电力系统网络上去，就很容易计算出故障后系统的电量。这种方法的特点是保持原网络方程不变，对不同故障，只需在不同位置贴上不同的故障影响电路（$-y$ 和 $\boldsymbol{Y}_{\mathrm{f}}$），所以，特别适合用于对大量故障的扫描计算。

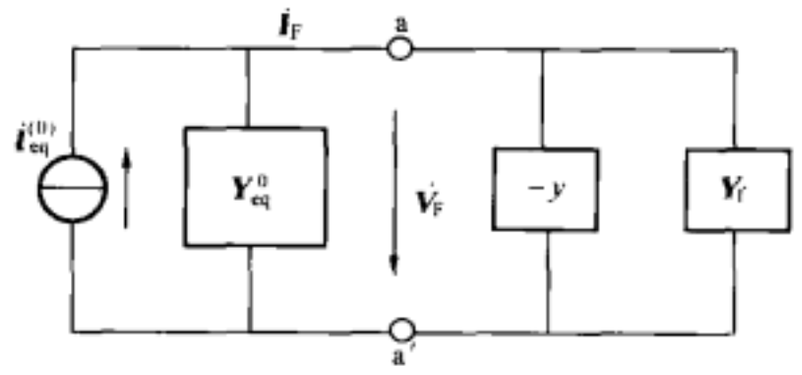


图 13.3-7 故障后电力系统

计算中，短路可用小阻抗、断路可用小导纳模拟，避免常规的序网连接。

故障计算可以在历史、实时、检修或预想等各种方式下进行。主要功能如下：

（1）可对母线、线路、变压器、发电机机端发生的单相接地、两相接地、两相相间、三相接地等类型的短路故障进行计算；也可对单相断线、两相断线、三相断线等断线故障进行计算；能以相分量形式、序分量形式给出各个元件故障后的故障电流和电压，给出零序、正序和相分支系数，给出流过发电机的负序与正序电流之比；故障可以是线路中间任何点发生的故障。

（2）短路容量自动扫描可对线路短路和母线短路进行短路容量的扫描计算，母线短路还给出母线所联的各条线路上的故障电流在母线短路容量中的所占比例。

（3）继电保护定值校核利用故障计算的结果校核继电保护定值是否合理。

1.11 最优潮流和无功电压的优化

最优潮流 OPF（Optimal Power Flow）软件给出发电机有功无功出力、变压器分接头等的调整量，在保证系统中所有运行元件不越限情况下，使系统的某一运行目标（运行费用、输电损耗等）最小。

最优潮流的数学模型是：

$$\begin{cases}\min\limits_{u} c(\boldsymbol{x},\boldsymbol{u})\\ \text{s. t. } \boldsymbol{f}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{u})=\boldsymbol{0}\\ \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x},\boldsymbol{u})\leqslant\boldsymbol{0}\end{cases} \tag{13.3-35}$$

式中：$c(\boldsymbol{x},\boldsymbol{u})$是目标函数，对有功优化是运行费用最小，它是发电机有功出力的函数，对无功优化是网损最小；x 是系统的状态变量，即节点电压的幅值和相角；u 是控制变量，对有功优化是发电机有功出力，对无功优化是发电机无功出力、变压器分接头档位以及可投切电容器的投切状态；等式约束是潮流方程；不等式约束包括控制变量约束和支路潮流、节点电压等依从变量的约束。

式（13.3-35）是一个典型的有约束的非线性规划问题，可以用不同的非线性规划方法来求解。

最优潮流是 20 世纪 60 年代初由法国工程师 Carpentier 首次提出的。至今已经提出了多种解算方法，例如简化梯度

法，Newton 法和混合解耦法等。

1.11.1　Newton 法最优潮流

如果将式（13.3-35）中的 x 和 u 统一用 z 表示，如果预先已知式（13.3-35）中在最优解点处的全部起作用的不等式约束，并把它们转化成等式约束，和原来的等式约束合并，则可将式（13.3-35）的优化问题转换成只包含等式约束的优化问题：

$$\begin{cases} \min c(\boldsymbol{z}) \\ \text{s. t. } \boldsymbol{F}(\boldsymbol{z}) = \boldsymbol{0} \end{cases} \tag{13.3-36}$$

式中：$\boldsymbol{F}(\boldsymbol{z})=\boldsymbol{0}$ 既包含式（13.3-35）中的等式约束 $\boldsymbol{f}(\boldsymbol{z})=\boldsymbol{0}$ 的全部方程，又包含了不等式约束 $\boldsymbol{h}(\boldsymbol{z})\leqslant\boldsymbol{0}$ 中因为越界而转化为等式的方程。

将式（13.3-36）构造成拉格朗日函数：

$$L(\boldsymbol{z},\boldsymbol{\lambda}) = c(\boldsymbol{z}) + \boldsymbol{\lambda}^{\mathrm{T}}\boldsymbol{F}(\boldsymbol{z})$$

该函数满足优化的 Kuhn-Tucker 条件是：

$$\begin{cases} \dfrac{\partial L}{\partial \boldsymbol{z}} = \dfrac{\partial c}{\partial \boldsymbol{z}} + \dfrac{\partial \boldsymbol{F}^{\mathrm{T}}}{\partial \boldsymbol{z}}\boldsymbol{\lambda} = \boldsymbol{0} \\ \dfrac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\lambda}} = \boldsymbol{F}(\boldsymbol{z}) = \boldsymbol{0} \end{cases} \tag{13.3-37}$$

这是一组以 $\boldsymbol{z}$ 和 $\boldsymbol{\lambda}$ 为变量的非线性代数方程组，可用 Newton 法对其求解：

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \boldsymbol{H} & \boldsymbol{J}^{\mathrm{T}} \\ \boldsymbol{J} & \boldsymbol{0} \end{bmatrix}^{(k)} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{z} \\ \Delta \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix}^{(k)} = - \begin{bmatrix} \dfrac{\partial L}{\partial \boldsymbol{z}} \\ \dfrac{\partial L}{\partial \boldsymbol{\lambda}} \end{bmatrix}^{(k)} \\ \begin{bmatrix} \boldsymbol{z} \\ \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix}^{(k+1)} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{z} \\ \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix}^{(k)} + \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{z} \\ \Delta \boldsymbol{\lambda} \end{bmatrix}^{(k)} \end{cases} \tag{13.3-38}$$

式中：$\boldsymbol{H}^{(k)} = \left[\dfrac{\partial^2 L}{\partial z_i \partial z_j}\right]\Big|_{\substack{\boldsymbol{z}=\boldsymbol{z}^{(k)} \\ \boldsymbol{\lambda}=\boldsymbol{\lambda}^{(k)}}}$ 是 Hessian 矩阵；$\boldsymbol{J}^{(k)} = \left[\dfrac{\partial \boldsymbol{F}(\boldsymbol{z})}{\partial \boldsymbol{z}^{\mathrm{T}}}\right]\Big|_{\boldsymbol{z}=\boldsymbol{z}^{(k)}}$ 是 Jacobian 矩阵。

上角标（k）表示取第 k 次迭代的值。通过式（13.3-38）的迭代计算，直到 $\boldsymbol{z}$ 和 $\boldsymbol{\lambda}$ 满足式（13.3-37）的优化条件为止。

最优潮流计算是相当困难的，估计起作用的不等式约束集是实施 Newton 法最优潮流的关键。通常采用线性规划技术或者二次规划中的线性互补技术来处理不等式约束，也有采用线性化方法进行试迭代，以估计确定起作用的不等式约束集。

如果最优点处起作用的不等式约束集已知，使用式（13.3-38）的迭代格式，算法将具有 Newton 法的二阶收敛性。而迭代中需要进行约束的强制和释放使实际迭代次数大增。

1.11.2　混合解耦算法

混合解耦算法利用了有功无功之间的弱耦合关系，根据凸对偶和部分对偶理论，将最优潮流问题分解为有功优化子问题和无功优化子问题，然后交替求解两个规模相对较小的子问题。有功—相角之间有较好的线性关系，采用线性规划法求解；无功—电压之间线性关系较差，采用二次规划法求解。算法中采用试迭代来区分起作用的不等式约束，并可以针对每个子问题的特点做进一步的简化，加快计算速度，因此，算法性能相当优越，可以在 2～5 个快速分解潮流计算时间内给出最优潮流的结果。该方法还可以用于单独求解有功子问题或者无功子问题，使用起来灵活方便。

只有状态估计运行情况良好，最优潮流才能正常运行，所以，最优潮流的在线应用是相当困难的。另外，像变压器分解头的调整和电容器投切都涉及离散控制变量，和发电机出力等连续型控制变量在一起参与优化，是一个混合整数非线性规划问题，求解难度相当大。实用中通常采用连续变量优化，优化后对离散变量取整。

1.12　电压稳定和动态安全分析

电压稳定分析 VSA（Voltage Stability Analysis）和动态安全分析 DSA（Dynamic Stability Analysis）不是常规 EMS 的基本功能，是最近几年新发展起来的高级应用功能。

1.12.1　电压稳定分析

这里主要是指静态电压稳定分析。在当前系统潮流情况下，给定某一区域的负荷增长模式，或者某一输电传输走廊的负荷增长模式，电压稳定分析能给出当前运行点到电压崩溃点的距离，即指出负荷还能增加多少系统会发生电压崩溃。可按某一个负荷母线，也可按某一个地区，还可按整个电网设置负荷增长方式。还能给出 24h 的潮流 Jacobian 矩阵的最小奇异值的变化曲线，该最小奇异值离零奇异值点的距离表示当前运行点的电压不稳定性的相对严重程度。还能给出哪个母线是电压稳定薄弱点，在哪个母线进行无功补偿对改善电压稳定最有效。

电压稳定分析方法有最小奇异值法、灵敏度法、连续潮流法等。最小奇异值法采用逆迭代法计算潮流 Jacobian 矩阵的最小奇异值，同时给出该最小奇异值对应的左奇异矢量和右奇异矢量，帮助确定电压稳定薄弱点和控制补偿有效点。连续潮流法采用数学上的延拓法计算某负荷母线的 V-Q、V-P 或 V-S 鼻型曲线。

电压稳定分析还可用于电网可用传输容量 ATC（Available Transmission Capacity）的计算。

电压稳定分析软件可以在历史、实时、检修或预想事故等方式下运行，计算中还能同时给出为改善电压稳定水平需要采取的预防和校正控制措施。

电压稳定分析和仿真的模型和计算方法参见第 8 篇电力系统分析与仿真。

1.12.2　在线动态安全分析

在线动态安全分析主要涉及功角稳定问题，需要求解用微分代数方程组描述的暂态稳定分析问题。该计算是在实时状态估计确定的潮流断面基础上进行的，也可以在历史、检修或预想事故等方式下运行。

所用的基本方法是数值仿真法 SBS（Step-By-Step），例如龙格—库塔法。具体算法参见第 8 篇电力系统分析与仿真。为了加快计算速度也有采用预估—校正数值积分法的。另外，和数字仿真法相结合的直接法是最有效的方法之一，既可以保证计算结果正确，又可以给出稳定性的指标信息，实用性强。

在线动态安全评定的主要功能有：

（1）在给定某个故障、某种继电保护和装置动作情况下，计算给出系统是否会失去稳定，还能给出稳定裕度，即给出负荷功率或联络线潮流还能增加多少，系统将会失去暂态稳定。

（2）既可以按事先指定的故障点、故障类型来计算故障后的极限切除时间，也可以在给定故障情况和故障切除时间情况下计算稳定裕度。

（3）可进行全网的故障扫描，然后按故障的极限切除时间由小到大排序，也可对某一个特定故障进行详细分析。

（4）可进行暂态稳定的灵敏度分析，指导调度员采取预防控制措施提高电网安全稳定运行水平。

2 EMS 的功能扩展

2.1 电网调度中心安全预警和决策支持系统

EMS 高级应用软件的主要应用模式是利用实时数据的研究模式，该模式下需要人工请求才进行计算，这种应用方式属于分析型，但是是人工分析型。虽然相对于单纯应用经验型的 SCADA 系统已经是一个进步，但是，面对庞大电网的复杂多变的故障情况，这种人工分析型应用模式已经不能满足要求，迫切需要自动跟踪电网运行状态、自动诊断电网问题、根据问题自动给出控制或调整建议的功能，需要综合进行稳态安全评估、动态安全评估和电压稳定安全评估，还要分析继电保护和安全自动装置等对电网安全性的影响，需要具有在线跟踪、自动智能、综合协调特点的电网在线安全预警和决策支持（Early Warning and Security Countermeasure，EWSC）系统。

电网中不同事件引发的电网状态的变化在时间上是一个状态转移过程，一个开断可能引起后续开断，两个事件之间存在因果关系。两个相继开断之间可能相隔数分钟甚至数小时。在这个时间间隔内，需要调度员的决策，需要对电网实施有效的调度控制，避免后续开断的发生。EWSC 系统能“实时”、“跟踪”、“递归”地反映不同事件之间的变化，进行电网稳态和动态的分析和决策，辅助调度员调整电网运行状况，阻止后续开断的发生。这是目前预防连锁性故障和相继开断引起大停电的最有效的方法。

2.1.1 EWSC 系统总体设计

图 13.3-8 给出了 EWSC 系统的总体流程。该系统每 15min 运行一次，实时跟踪电网运行状态的变化，针对系统当前所处的状态，给出紧急控制或预防控制对策；还能预测 15min 后的系统负荷，进行预测态安全分析，给出安全预警信息，指导调度员的决策。

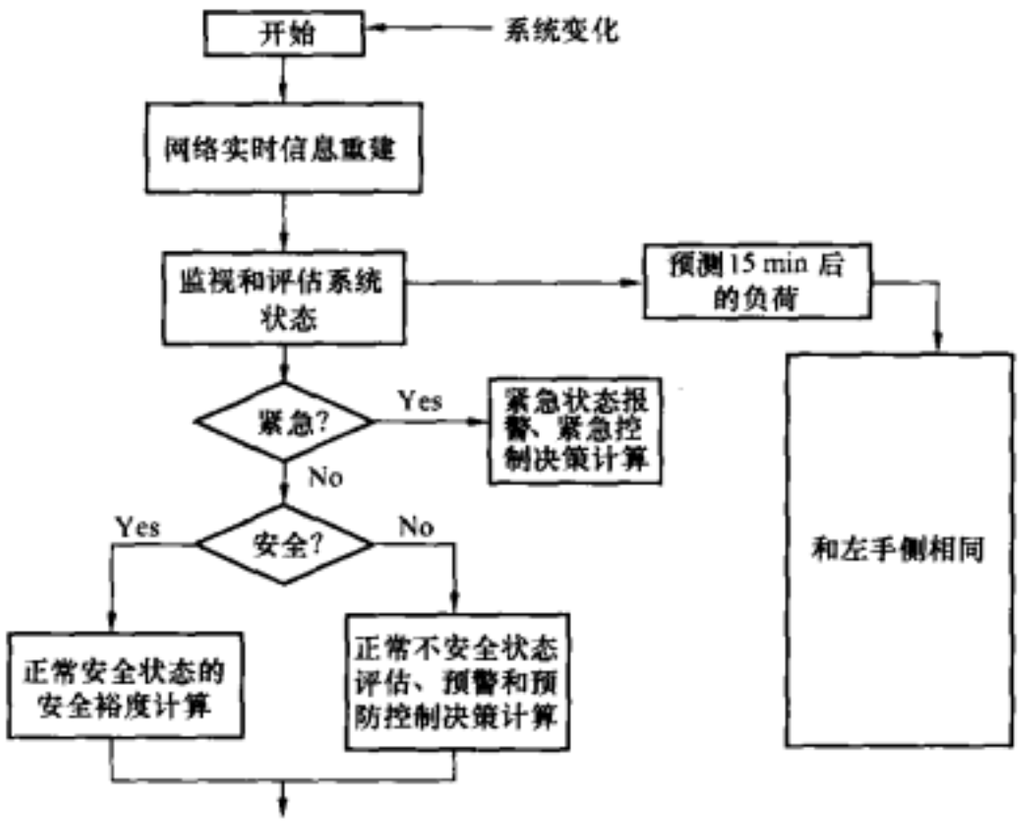


图 13.3-8 EWSC 系统的总体流程图

如果当前系统存在违限，表明系统已进入静态紧急状态，立即报警，并给出解除违限的校正控制决策建议。如果当前系统处于正常状态，即不存在任何违限，继续分析系统是否安全。如果当前系统不能承受 $N-1$ 开断事故，说明当前系统是正常不安全的，这时 EWSC 系统给出分析报告，指出哪个开断引起系统产生何种不安全，并给出解除这种不安全的建议对策。如果系统处于正常安全状态，则考察系统离不安全的距离，如果该距离较小，说明开断虽然没有引起系统元件发生违限，但部分元件接近违限，EWSC 系统给出增强系统安全的对策报告，即给出建议的调整方案，使系统远离不安全。在正常安全状态下，有足够的时间进行调整，优化电网的经济运行。

2.1.2 EWSC 系统功能

（1）紧急状态报警及校正对策：

报警和校正的违限包括：

1）输电设备热稳定极限。

2）电压幅值极限。

3）基于暂态稳定的输电线路传输功率极限。

4）系统所有元件的最小 CCT 限值。

5）电压稳定极限。

6 综合可用传输容量（ATC）极限等。

（2）正常不安全状态下的安全稳定分析、预警和预防控制对策：

1）电网 $N-1$ 事故扫描、排序、筛选。

2）计算各种安全性指标。

3）对严重的事故进行安全评估。

4）对引起安全问题的事故进行预防控制决策计算。

5）计算中考虑了静态安全、动态安全、功角稳定安全、电压稳定安全等。

（3）正常安全状态下的安全裕度计算和增强控制对策：

1）$N-1$ 开断情况下的安全裕度计算。

2）对不同侧面计算电网抗扰能力指标。

3）改进电网经济性能的调整对策。

4）继电保护定值扫描计算。

5）考虑了静态安全裕度、动态安全裕度、功角稳定裕度、电压稳定裕度等的综合分析计算。

2.1.3 一个应用实例

EWSC 系统能给出综合考虑静态、动态和电压稳定安全问题的输电断面最大传输容量（Total Transmission Capacity，TTC）随时间的变化曲线，图 13.3-9 给出了一个在某省级电网的应用实例。图 13.3-9 中，下面一条是实时测量的联络线断面的传输功率，上面一条是计算出来的 TTC 值。可见，断面传输功率大的时候，TTC 的值反而小，此时电网输电容量裕度较低，电网的抗扰能力较差。

2.2 分层分布式调度中心之间的协调

电网互联为一体，而电网的调度和控制却是分层分区的，两者之间存在矛盾。如何协调各区电网的分析计算，使得各个区域电网分别独立进行的实时网络分析计算结果正确。目前电网调度中心的 EMS 都是采用各自独立的计算模式，缺少彼此之间的协调，不能保证独立计算结果的正确性，也无法考虑区外扰动对内网的影响，需要在更高一层控制中心进行协调。

以图 13.3-10 为例说明分层分布式调度中心的分解协调计算思想。

图 13.3-10 中 3 个子系统 A、B、C 通过联络线 l_{AB}、l_{AC}、l_{BC} 互联。每个子系统有自己的控制中心，进行自己网络的分析计算；子系统与协调层 M 之间通过广域通信网交换数据，在图 13.3-10 中用带箭头的虚线表示。

分布式分解协调计算的目标是：在各个子系统本地分别独立进行的网络分析计算和全局电网计算两者结果相同。如果协调层M将全网所有信息都传给每一个子系统，每个子

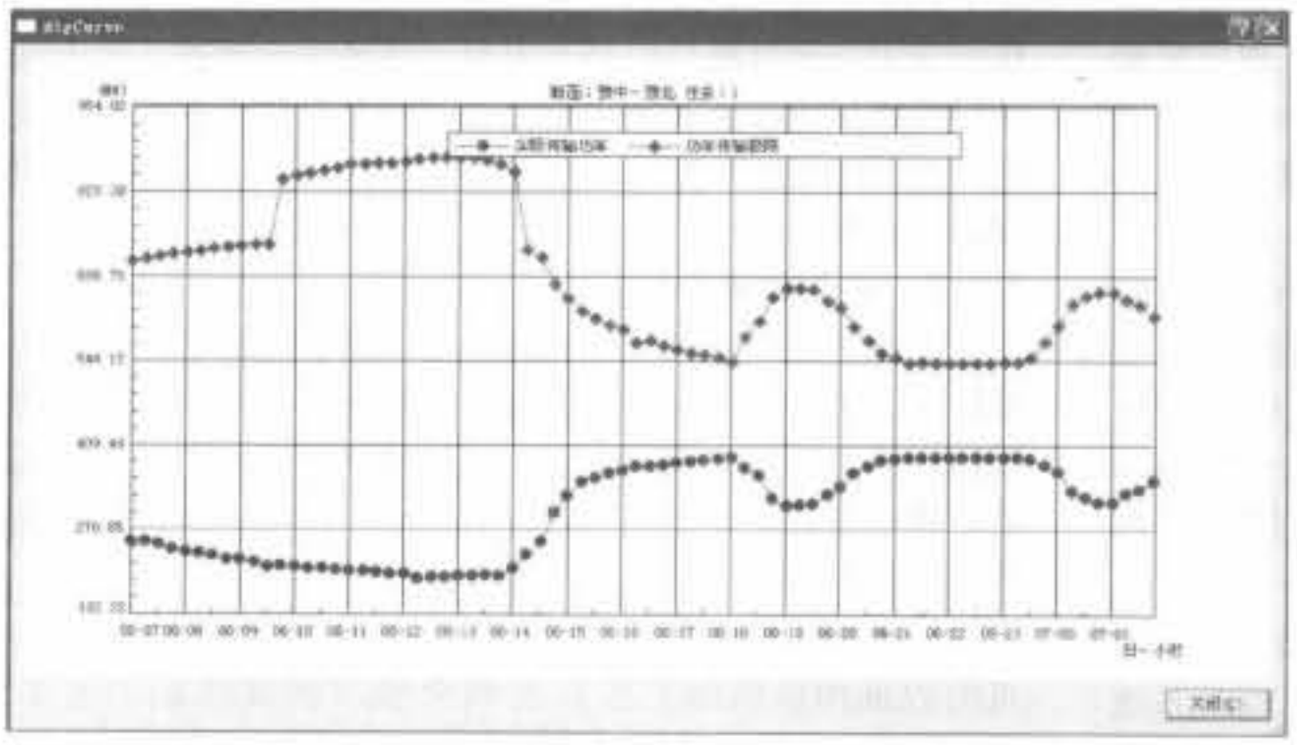


图 13.3-9　联络线断面 TTC 随时间的变化曲线

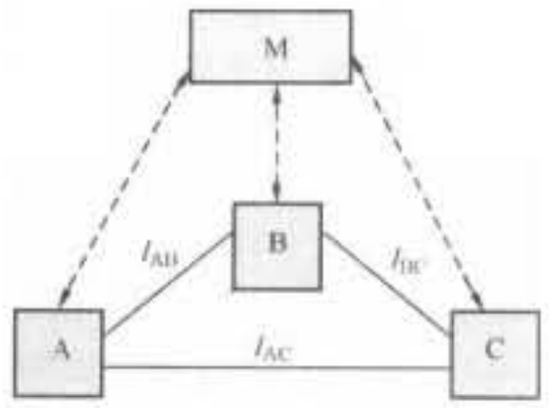


图 13.3-10　分解协调计算系统结构示意图

系统都计算全网的潮流，这种做法计算结果肯定正确，但受管理体制和网络通讯条件所限难以实现；仅交换子系统边界信息，子系统的计算结果的正确性难以保证；如果交换的信息包括了自身电网等值后的浓缩信息，就可以在电网发生扰动时，将本子系统中扰动引起的变化通过浓缩信息迅速传递到其他子系统中去，从而提高分布式计算结果的正确性。由于信息是浓缩的，子系统间的数据交换量不大。基于这一思想，可建立图 13.3-11 所示的子系统 A 的计算模型和协调层 M 的计算模型。

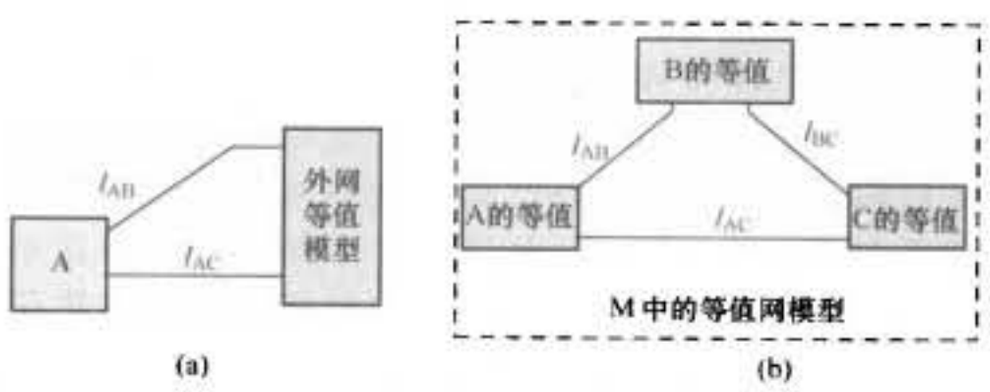


图 13.3-11　子系统及协调层的等值模型示意图

图 13.3-11（a）是子系统 A 的本地系统详细模型，联络线外的外部电网已经被等值到该联络线的外边界节点上了。图 13.3-11（b）是协调层的模型，它包含了所有联络线以及各个子系统的浓缩等值模型。图 13.3-11（a）和（b）中有阴影的框中的等值参数是需要异地传输的，而且在计算过程中是不断更新的。

用电流变量线性表示潮流方程。子系统 i（i=A，B，C）将自己内网的等值信息送至协调层 M，如图 13.3-11（b）所示；然后由 M 计算各子系统的外网等值信息并下发到各个子系统，子系统将这个等值信息“贴”到自己的电网上，然后进行自己电网的潮流和安全分析计算，这是实时跟踪等值计算模式。这种计算模式简单实用，可以保证等值网实时跟踪电力系统的变化，而且数据通信的负担也不重。

由于上一级电网 EMS 中往往已建有包含所有子系统的完整的超高压电力网络模型，可以利用这个模型直接给下一级电网做外网等值，并省略子系统等值模型的上传步。这时，还可在上级电网模型中设置缓冲网，改进等值效果。

实时跟踪等值计算模式可以用于多区域互联电网 EMS，也可以通过远程调度数据网进行多区域异地调度中心的联合培训仿真和联合反事故演习。参见本篇第 4 章。

2.3　调度中心应用软件接口的标准化

随着电力系统的发展，调度中心的应用越来越多。EMS 作为众多应用的核心，需要和其他各种应用交互。这些应用不可能完全由同一个厂家完成，需要多厂家开发。不同厂家的应用软件之间如何交互，同一厂家的应用软件的不同应用之间如何交互，不同调度中心之间的数据如何交互，这些问题不解决将阻碍调度中心高级应用软件的发展，阻碍 EMS 总体性能的发挥。要实现不同应用软件之间互联互通互操作，就需要 EMS 应用软件接口标准化，实现 EMS 应用软件的组件化和开放化，实现即插即用和互联互通。为此，国际电工委员会 IEC 的第 57 技术委员会（IEC TC57）的第 13 工作组（WG13）经过了近 10 年的研究，于 2000 年初制定了 IEC 61970 系列标准，即 EMS 应用程序接口 API（Application Program Interface）标准。国内外大多数 EMS 厂家都在遵循这一标准改造自己已有的 EMS，使之满足 IEC 61970 系列标准的要求。2006 年，该标准中的公用信息模型 CIM（Common Information Model）标准已列入我国的国家标准。

IEC 61970 系列标准分为导则、术语、公用信息模型 CIM 和组件接口规范 CIS（Component Interface Specification）等部分：

导则部分说明了该标准的使用范围、所包括的文件、EMS 应用程序接口 API 的参考模型和预期的基础设施功能。

术语部分列出了该标准中使用的术语，并对术语进行了确切的定义。

CIM 部分分为三个部分，301 是基本部分，302 是 CIM 用于能量计划、检修和财务的部分，303 是 CIM 用于 SCADA 的部分。

CIS 从 402 到 407，分别描述了 CIS 的公共服务（402）、通用数据访问（403）、高速数据访问（404）、常规事件和订阅（405）、时间序列数据访问（407）等。

物理电力系统需要用数学模型来描述，CIM 是描述该数学模型的标准化规定。CIM 是一个抽象模型，它规定了 EMS-API 的语义部分。CIM 采用一种可视化的面向对象的统一建模语言 UML（Unified Modeling Language）来设计，采用可扩展标记语言 XML（Extensible Markup Language）将 CIM 有结构的数据记录在文本文件中，使用基于资源描述框架 RDF（Resource Description Framework）的构架将

CIM 中的类及其属性和关系映射为 XML 中的结构。UML 将 CIM 定义成一组包，每一个包包含一个或多个类图，用图形方式表示该包中的所有类及它们之间的关系，然后根据类的属性及与其他类的关系，用文字形式定义各类。这些类几乎涵盖了电力企业的所有主要对象，包含这些对象的公共类和属性，以及它们之间关系。

CIS 规定组件（或应用程序）和其他的组件（或应用程序）交换信息和/或访问公开数据而应该实现的各种标准化接口。主要用于模型和数据之间的通信。在电网 EMS 领域多数使用 CORBA（Common Object Request Broker Architecture）中间件构建基于广域网的异构分布式计算环境。

除了电力系统模型交互接口和模型数据通讯接口的标准化之外，IEC 61970 系列标准也讨论如何建立人机交互系统中的基于 CIM 的图形交互标准（453），交互中采用了可缩放矢量图形 SVG（Scalable Vector Graphics）标准的图形格式。

2000 年 12 月 18～19 日，首次 EMS-API 互操作试验在美国 Orlando 举行，这之后，国际和国内都相继进行了多次互操作试验。一些电网已经在它们的控制中心实际应用了 CIM/CIS。

IEC 61970 系列标准的初步应用表明，不同厂家 EMS 之间的互联互通互操作是可行的。

2.4 调度自动化系统中的可视化技术

可视化是 20 世纪 80 年代后期随着计算机技术的迅速发展而出现的一门新兴技术，它能更直观、更高效地展示和表达调度自动化系统中的数据，因此，逐渐被电网调度中心接受而得到应用。

调度自动化系统服务的对象是电力系统，所以，可视化需要处理和电网网络结构有关的问题。电力系统网络通常有：用短线段表示母线的单线图，也有用圆点表示节点的点线图，还有根据实际地理位置信息绘制的点线图，后者表示方法可能遇到局部线路和节点过于集中的问题。

2.4.1 线路数据可视化

主要指线路上传输的有功和无功潮流的可视化表达。通常用箭头表示潮流方向，用箭头的宽度或者箭头三角形的大小表示潮流的大小，可实现三角形沿潮流方向运动的动画效果，清晰直观。潮流越限的线路用特殊颜色标出，并可闪烁。可用实心和空心三角形箭头分别表示有功和无功，在一幅图中同时显示。

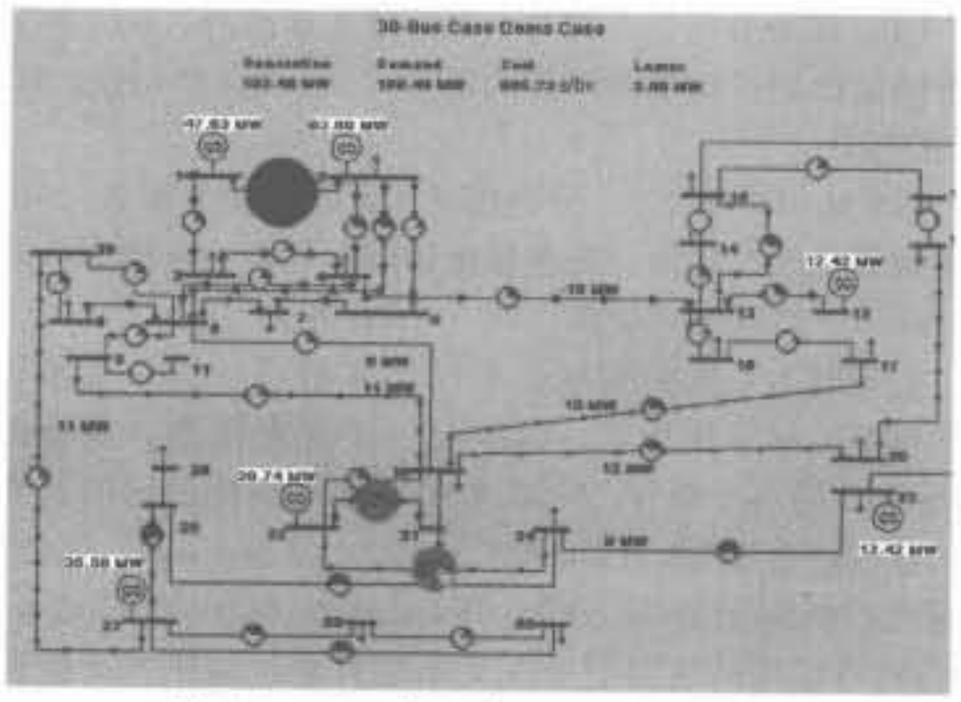


图 13.3-12 线路潮流的可视化表达

图 13.3-12 给出了线路潮流可视化表达的一个实例。线路上的饼图表达该线路的负荷率，不但饼的尺寸可随负荷增加而变大，而且载荷由轻变重时，饼图由亏变盈，接近满负荷时饼图接近充满并变成橙色，过负荷时饼图充满并变成红色。为了使画面更简洁，负荷率高于一定值的线路饼图用不同的颜色突出表示。

2.4.2 节点数据可视化

最简单的节点数据可视化表达方法就是在节点附近用图形标注。可在节点附近用蓝绿双色填充的矩形表示节点的电压值在其上下限之间的位置。或用柱状图表示节点电压的幅值，用饼图表示相角。节点上的发电机出力可用饼图表达负荷率。

节点数据可视化的另一类思路是将定义在有限几个点的数据用插值的方法扩展到全域（例如用距离平方反比加权法），然后直接利用二维标量场的可视化方法，如色彩图、等值线图、曲面图等表达。这种可视化方法可以让人迅速掌握数据的宏观分布情况。例如用彩色等高线图的形式表达系统的电压水平分布，或者表达节点边际电价。通过选择合适的色标，还可以突出显示关键部分（如电压低于限值）。

2.4.3 关联数据可视化

电力系统中还有很多数据不仅仅与某条线路或某个节点相关，还要体现线路和节点之间的关联关系，例如故障分析得到的结果数据。这可利用三维可视化技术，按不同详略程度分层显示。以故障严重性为例，粗略显示层在引起越限的故障位置上放置圆柱，用颜色表示故障引起的越限类型：蓝色表示电压越限，红色表示负荷越限，颜色的深浅或透明度表示越限的严重程度，圆柱的高度表示越限的数目。中等层次显示层只显示比较严重的故障，并且用线条将故障位置与故障引起越限的位置联系起来。图 13.3-13 是这样一个例子。细节显示层只显示特定的一个故障，用沿着线路的棱柱表示负荷越限，用等值线或圆锥表示电压越限，用颜色的深浅和图形的高度表示越限严重程度。

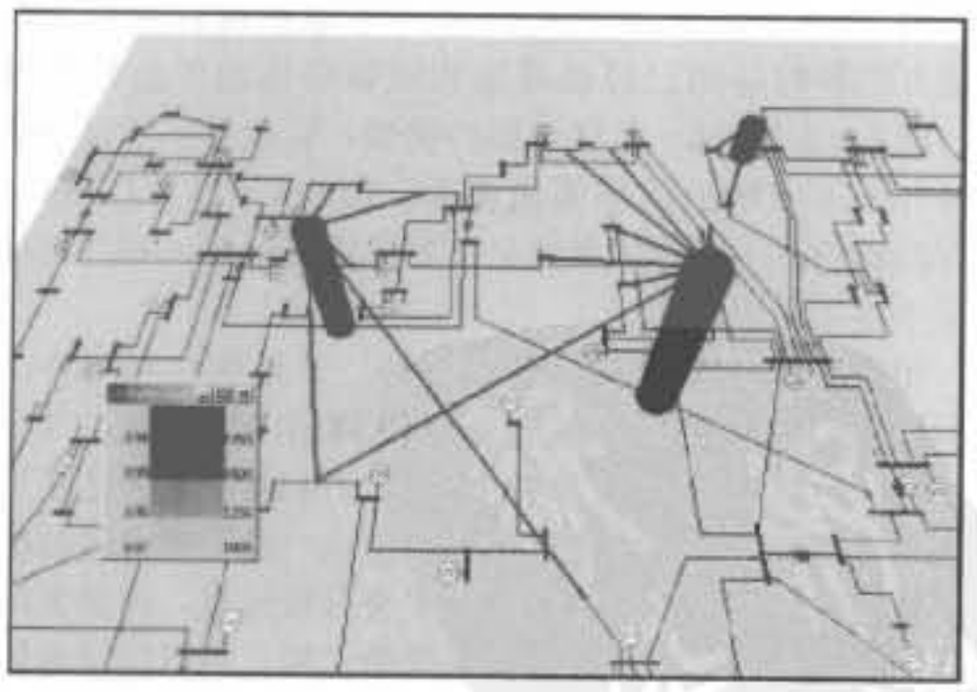


图 13.3-13 系统薄弱点及相关对象显示

2.4.4 其他提高可视化效果的技术

为了提高可视化技术的易用性，可以采用耦合多屏显示技术，即用多个屏幕显示图形画面，各画面之间存在数据信息的传递与联系，以此扩大需要展示的信息量。也可进行三维可视化的多层显示，如图 13.3-14 显示了电压高低的地理分布。用缩小后的完整系统图作为导航图，用户可以从中了解当前显示的位置，并能快速切换

到其他位置的显示。

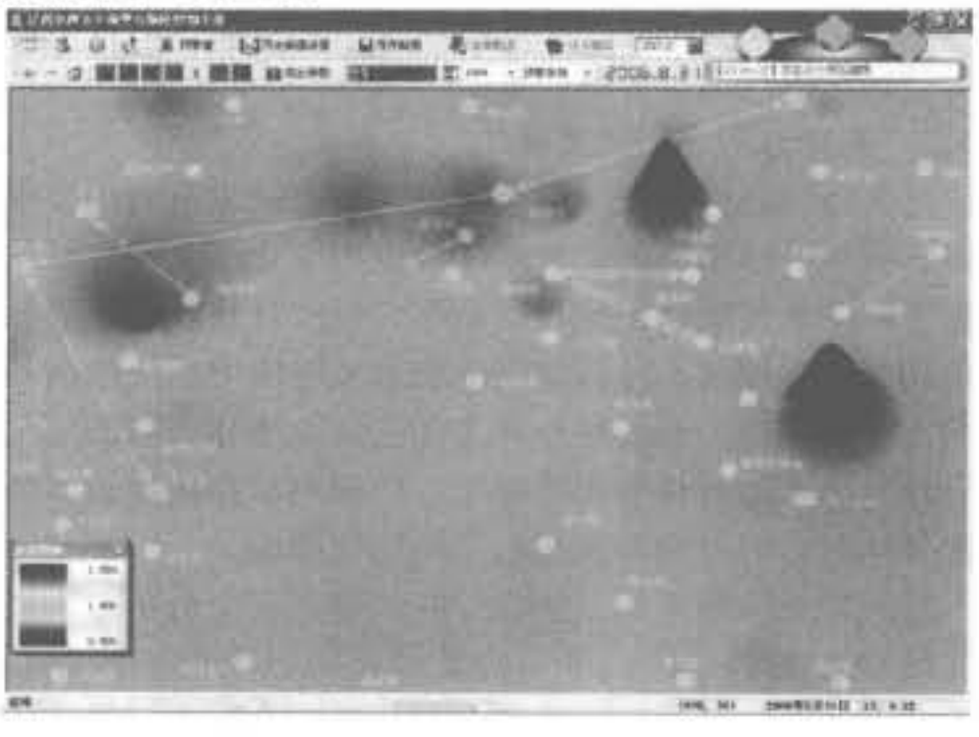


图 13.3-14　在地理位置图上表示的三维电压分布

3　现代电网调度中心高级应用功能的技术发展

3.1　现代电力系统特点的三维分析和对策

现代电网横跨的地域广阔，接入电网的元件电压等级高、容量大，致使电力系统运行中发生的物理现象复杂，分析难度大；另外，由于管理体制原因，对电网的调度和控制又是分层分区分别独立进行的，局部进行的调整控制很难和全局电力系统的物理变化相协调。因此，现代电力调度控制中心需要适应这一变化做进一步发展，需要对电网实施全局、实时闭环和综合决策。而现代信息技术的快速发展为实现这一目标提供了可能。

现代电力系统的特点可以用图 13.3-15 所示的（空间、时间、目标）三个维度来分析。空间维考虑电网的地域分布；时间维考虑电力系统发生的变化在时间尺度上的不同；目标维考虑需要控制的物理量的不同侧面。

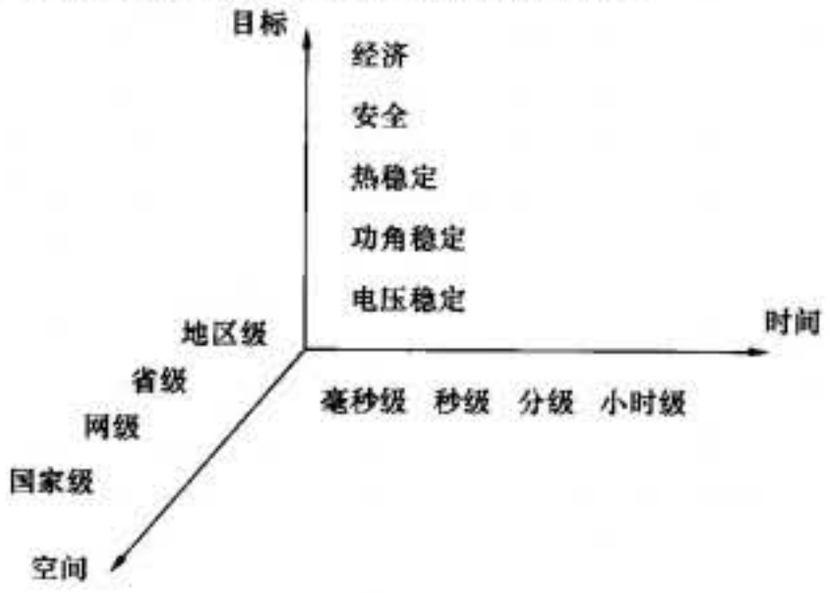


图 13.3-15　现代电力系统特点的三维分析

3.1.1　空间维

电网的互连形成了广域电力系统，因此，电网的分析和控制需要注重广域，在全局电网分析基础上进行；还要注重调度控制在地理分布上的分解和协调，注重局部和全局之间的协调。因此，需要在空间上进行全局分析。上级电网控制中心需要收集下级电网信息，形成全局电网潮流模型；上级调度中心需要跟踪电网运行状态的变化，实时在线地为下级电网调度中心 EMS 提供外网等值信息，多控制中心之间需要分解协调地进行分析计算；无功电压控制需要进行分区控制并和全局优化控制进行协调。

3.1.2　时间维

电力系统中的物理电量的动态变化在时间尺度上有快慢之分，分析时需要注重电量快变化和慢变化之间的协调；物理事件的发生发展有时间先后之分，是一个过程，需要注重时间变化过程的之前和之后的协调；因此，需要注重实时闭环控制，并考虑慢过程控制和快过程控制之间的协调。例如，在有功频率控制中，要进行日前发电计划和实时 AGC 之间的协调，实施 5～15min 的实时有功调度控制；在无功电压控制中，需要考虑慢过程的三级电压控制和快过程的一级电压控制之间的协调，实施 5～15min 的二级电压控制。这里，既要有强调侧重经济性的慢过程的调度计划，又要强调侧重安全性的快过程的实时控制，还要有介于两者之间的滚动修正，构成过程控制的大闭环。电网停电是一个相继故障的发生和发展过程，是一个故障的演进过程，因此，需要实时、在线、递归地跟踪电网的变化过程，进行安全预警和决策。过去离线分析在线应用的做法将发生根本性变化。在电网三道防线的控制方面，需要考虑不同时间尺度的控制之间的协调：既需要考虑预防控制和紧急控制之间的协调，还需要考虑紧急控制和快速保护控制之间的协调。

3.1.3　目标维

需要考虑安全和经济、有功和无功、功角稳定和电压稳定等多种控制目标之间的协调。因此，需要进行多目标综合预警和决策。在进行 AGC 和 AVC 控制时，需要考虑安全和经济目标之间的协调；在实施电力市场运营时，需要考虑市场利益和网络阻塞之间的协调；在进行安全预警时，需要考虑静态热稳定、暂态功角稳定和静态电压稳定之间的协调。还要考虑二次系统和一次系统配合不当引起的安全隐患，及时调整和协调。

3.2　三维协调的新一代能量管理系统

鉴于现代电力系统在以上三个维度的特点，现代电网调度中心的调度自动化系统 EMS 高级应用软件需要进行三个维度的协调，发展新一代电网能量管理系统（New generation of EMS，N-EMS）。

1970 年初以前的调度自动化系统是以 SCADA 为其基本特征的，属于经验型调度；1970 年以后以实时网络分析功能为主要特征的 EMS 标志着电网调度上升为分析型，但是仍属于人工分析型。随着电网的发展，传统的 EMS 也需要发展，开发以自动预警型为主要特征的基于三维协调的新一代 EMS。新一代 EMS 的最主要特征是：它是计算机主动的自动运行的系统，它能适应电网在空间、时间和目标等三个维度上的特点进行多方面协调的综合预警和智能辅助决策系统，是一个基于全局优化的实时闭环控制系统。

基于三维协调的新一代 EMS 和传统 EMS 的主要不同点见表 13.3-1。

表 13.3-1　基于三维协调的新一代 EMS 和传统 EMS 之间的主要区别

项目	传统 EMS	新一代 EMS
总体定位	人类主动的人工分析型	计算机主动的自动预警型
运行模式	基于潮流断面	瞻前顾后，基于潮流变化过程
	调度员主动，人工请求驱动调度员潮流	计算机主动，人机互动，自动跟踪，连续运行
	事故时报警，报警基于逻辑	事故前预警，预警基于网络分析
	事故后分析，总结经验	事故前分析，指导预防控制

续表

项目	传统 EMS	新一代 EMS
电网建模	本辖区局部电网建模	全局电网模型实时重建
	基于离线数据，人工外网等值	跟踪电网变化，在线自动外网等值
	控制中心之间只有 SCADA 数据交换	控制中心之间有 EMS 网络分析模型交换
	电网模型交互无标准	基于 IEC61970 CIM/CIS 标准
分析决策	在线稳态分析，离线动态分析	在线动态分析
	单一目标，独立分析	多目标综合，协调分析
	无电压稳定评估，无保护配合评估	有电压稳定评估，有保护配合评估
	计算机只做分析，决策全靠调度员	计算机做辅助决策，调度员决策依靠计算机
	用确定性模型，只给出安全与否的二元决策	考虑系统不确定性和后果严重性，给出风险指标
优化控制	基于 SCADA 测量量的反馈型控制	基于实时网络分析的协调控制
	有功无功控制和网络安全分析分离	有功无功控制和网络安全分析同时建模优化
	OPF 用于分析	OPF 指导闭环控制
	基于当时断面，即时控制	瞻前顾后，进行不同时间尺度控制之间的协调
支撑平台	服务器主备模式	多微机集群模式
	软件设计面向过程，部分面向对象	软件设计基于多智能代理 MAS
	基于图表的 MMI	三维可视化 MMI

3.3 现代调度中心调度自动化系统的其他技术发展

当前，常规调度自动化系统已相对成熟，国际学术界的研究热点主要集中在如何应用新的信息技术以及如何解决电网运行中提出的新问题上。例如，基于相角测量装置 PMU（Phase Measurement Unit）的广域测量系统 WAMS（Wide Area Measurement System）的引入，提出了利用广域动态信息的控制中心安全控制机制，建立广域监视和控制系统，进行预防控制和紧急控制；为满足电力市场的需求提出了调度自动化系统和电力市场技术支持系统的整合；基于电网在线安全预警的预防控制的需要提出了智能技术在调度中心的应用；基于信息广域、快速、海量的特点，为了组织信息、利用信息，提出了研究多智能代理的机制和数据挖掘技术；为了适合调度中心调度控制的分层分布特点，提出研究多控制中心分解协调计算模式；由于信息贯穿包括电力生产和管理的电力企业所有部门，提出研究信息集成整合和信息标准化技术；受计算机网络技术的推动，提出了基于计算机网络的变电站综合自动化系统，变电站和控制中心之间通过计算机网络进行通信，发展以服务为中心的网络化的分布式调度自动化系统等。

现代电网调度中心的主要技术发展如下：

3.3.1 调度自动化系统数据源的变化

除了原来侧重静态断面的 SCADA 数据（秒级），还可以采集侧重电量动态变化的 PMU 数据（几十毫秒级），还可以采集记录了故障过程的故障录波信息，这三态数据需要统一管理，进行综合分析。

3.3.2 安全分析应用的变化

过去电网运行的安全限值都是运行方式人员利用极限运行方式离线计算出来的，很难随着电网变化而变化，其结果偏保守；未来发展将使用在线数据，在线计算联络线断面的传输功率的限制值，该值能更准确地反映电力系统当前的运行状态，并随电力系统运行状态的变化而变化，因而更为科学合理。由于运行极限更准确了，电网可以在更接近其传输极限处运行，可以更好发挥电网的输电效益。

过去能量管理系统只能进行在线静态安全分析，不能进行在线动态安全分析；将来的发展将可以全面进行在线静态、动态和电压稳定等各个目标侧面的安全分析，给出综合分析结果，该分析结果更全面，对调度员的指导意义也更大。

过去的在线静态安全分析使用的数据是实时数据，但是运行模式是调度员操作才运行，将来的在线安全分析将是在线自动运行的、递归计算的，根据分析结果自动给出预警信息。SCADA 系统中的简单逻辑比较报警，发展成为经过计算分析后给出综合的智能预警。

3.3.3 人工分析型向自动预警型发展

定义代表电网运行安全程度的特征量，自动计算，自动给出当前电网的安全级别，以“红”、“橙”、“黄”、“绿”色等不同级别的警报提示调度员做进一步的安全分析。采用数据挖掘和机器学习技术，从大量的历史数据中分析数据之间的关联，寻找支持运行决策的准则，指导电网安全经济运行。将基于模型的分析计算和人类经验结合，发展智能型调度自动化系统。实现计算机和人有机结合的自动预警型的新一代调度自动化系统。

3.3.4 采用基于运行风险的运行可靠性评估

过去电网运行的安全分析都是基于确定型分析方法，既没有考虑事故发生的概率，也没有考虑事故对电网造成的后果。这不科学。将来电网调度中心的自动化系统，需要进行运行风险评估，安全分析是基于运行风险评估的，需要将事故发生的可能性和事故对电网造成的后果的严重性一并考虑，分析中需要考虑室内元件的强迫停运率等随机可靠性指标，还需要考虑室外元件的故障率等模糊可能性指标，采用不确定性理论进行考虑随机性和模糊性的综合分析，进行电力系统运行风险评估。根据运行风险大小，科学地决定是不是采用以及采用何种控制策略。

3.3.5 继电保护和安全自动装置的协调

继电保护主要保护电力元件，保护元件的目标和保护系统的目标有时可能不一致，需要协调。需要站在系统的高度进行分析，从保护整个电力系统这一目标来进行继电保护和安全自动装置的协调，发展特殊保护方案 SPS（Special Protection Scheme）。继电保护和系统控制之间的界限将越来越模糊。

另外，继电保护的定值需要随着电力系统运行状态的变化而变化、在调度中心，在线自适应地进行继电保护定值的计算和更改。稳定控制的决策表也在线计算，自适应更新。

3.3.6 广域测量系统（WAMS）和能量管理系统（EMS）的结合

相角测量装置（PMU）可以实时测量电力系统中地理位置相异点的电压相角差，给电网的稳定控制创造了条件。但是，由相角测量装置构成的广域测量系统（WAMS）需

要和调度中心能量管理系统（EMS）有机结合，才能更好地发挥作用。

WAMS 采集的数据可以作为 EMS 状态估计中量测数据的补充，参与状态估计，提高状态估计的精度；而为使 WAMS 采集的数据用于电网控制，需要事先给出控制判据，这需要 EMS 的在线分析功能来给出。EMS 侧重事先的分析，侧重预防；WAMS 侧重快速判断，立即动作。两者需要有机配合，才能完成稳定控制的任务。

需要搭建电网调度中心的调度控制和传统的快速继电保护控制两者之间的桥梁，将基于三维协调的新一 EMS 和 WAMS 两者协调配合，既实现电网正常状态下的安全稳定预警和决策支持，又实现电网事故情况下的紧急控制。

3.3.7　调度自动化系统和电力市场技术支持系统的协调配合

和经济领域交叉，实现兼顾电力市场运营和电网运行调度两者的电网调度中心新一代指挥调度系统。

3.3.8　控制中心的结构变化

随着 IT 技术的发展，将来的电网控制中心会向分散的、集成的、灵活的、开放式方向发展，实现建立在计算机网络基础上的分布式调度自动化系统。它是基于 IP 的、基于中间件和多智能代理的分布式的调度自动化系统，遵循 CIM 的数据模型，信息表达从面向对象到面向组件到面向中间件发展。从面向应用向面向服务发展。企业功能的物理边界已不重要。调度中心计算机安装的地理位置和调度中心决策者所处的位置可以相异，安装在异地的计算机可以构成某一个调度中心的互为备用的调度中心计算机系统。

第 4 章 调度员培训仿真系统

调度员培训仿真系统 DTS（Dispatcher Training Simulator），国外或称 OTS（Operator Training Simulator）采用数字仿真的方法来模拟实际电力系统的物理变化过程，用于培训和考核调度员，也用于电力系统反事故演习、运行方式的研究、继电保护的校核以及充当调度自动化系统的离线测试工具。

其主要用途有，对调度中心运行人员进行：

1）电网调频、调压和无功控制操作的训练。

2）倒闸操作训练。

3）事故处理的训练。

4）电网恢复过程操作的训练。

5）二次系统的学习。

6）运行方式的研究和事故分析。

7）对规划态电网的研究。

8）对 SCADA/EMS 的测试和考核。

1 DTS 体系结构

1.1 DTS 系统基本概念

图 13.4-1 给出了 DTS 的系统概念图。图形的右半部分表示实际的调度系统，包括实际电力系统和调度中心的自动化系统。图形的左半部分是 DTS，它是实际调度系统的“镜像系统”。采用数字仿真的电力系统模型来模拟实际电力系统，用调度室模型模拟真实的调度室。

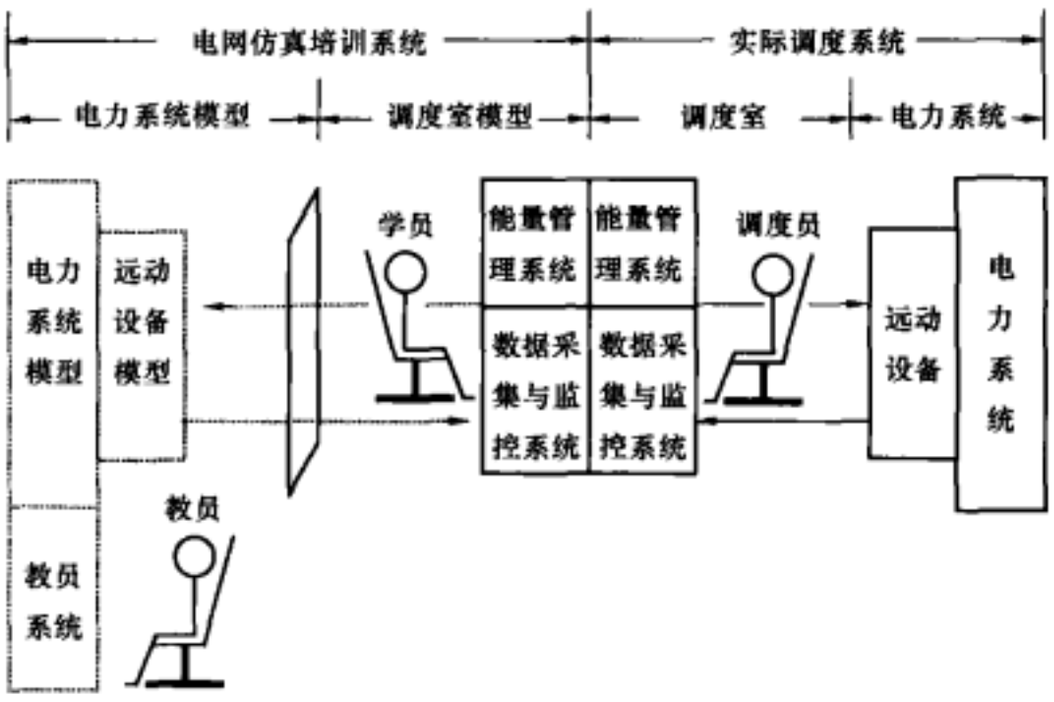


图 13.4-1 DTS 系统概念图

使用 DTS 的人员可以分为教员（Instructor）和学员（Trainee）。被培训的学员坐在与实际调度室环境相似的学员室中充当调度员，接受培训；而有经验的教员坐在教员室中，利用教员系统，负责培训前的教案准备，控制仿真过程，设置电网事故，并充当厂站操作员，执行由学员下达的“调度命令”，并在培训结束后评价学员的调度能力。

1.2 DTS 系统基本功能与模块

如图 13.4-2，DTS 系统主要由教员台系统和学员台系统构成。其中教员台系统包括了电力系统模型 PSM（Power System Model）和仿真支持系统 IS（Instructor System），学员台系统则由控制中心模型 CCM（Control Center Model）构成。一方面，教员台系统中的电力系统模型计算产生连续变化的电网运行状态，并通过远动模型发送给学员台系统；另一方面学员台系统中的控制中心模型监视和分析电力系统模型的运行工况，并且通过模拟遥控和遥调方式对电力系统模型进行控制。该过程完全模拟了电力系统的生产、传输和调度的过程。

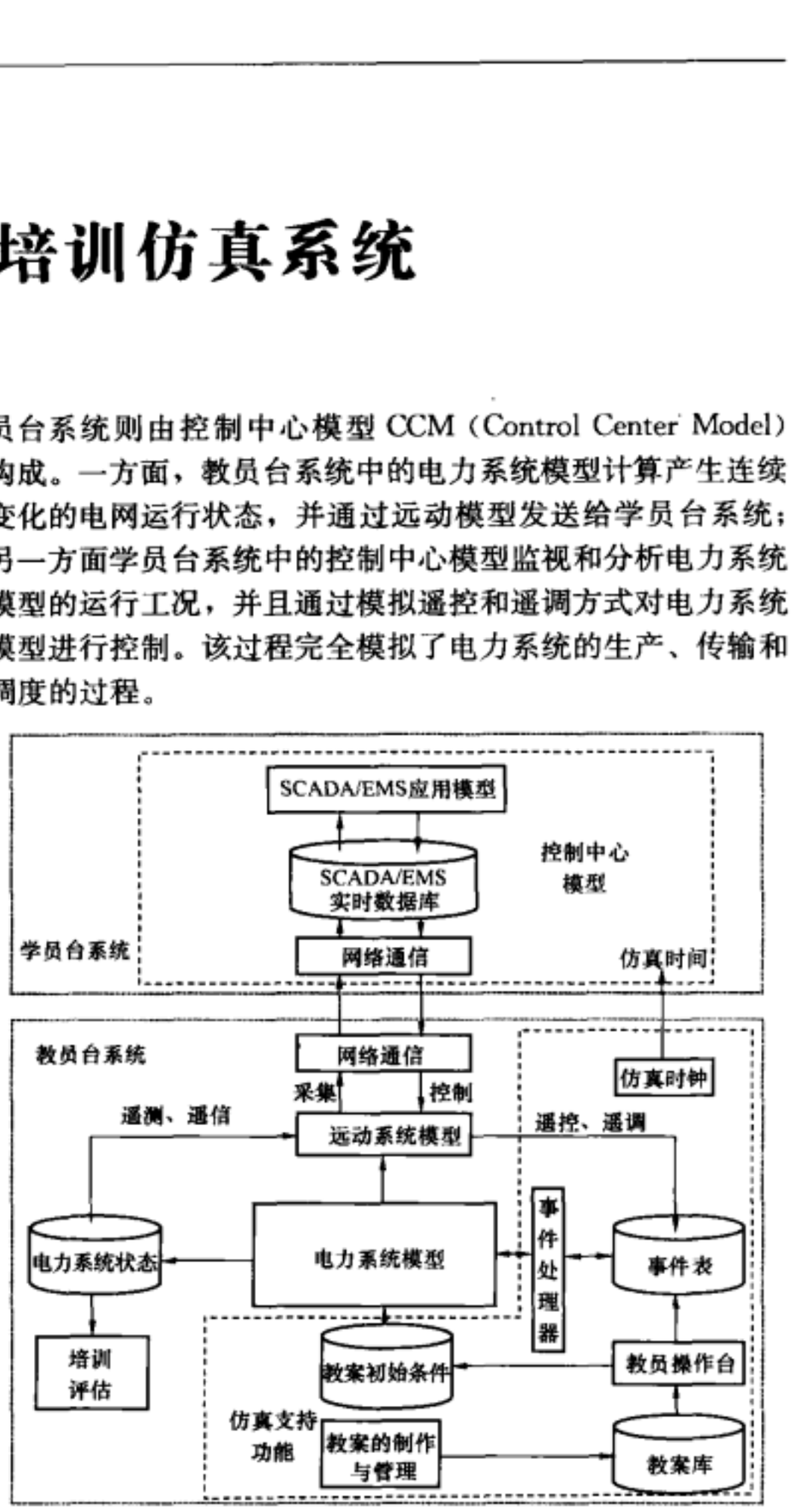


图 13.4-2 DTS 系统基本功能模块及其关系

DTS 的软件包括三部分：电力系统模型、控制中心模型和仿真支持功能。

1.2.1 电力系统模型 PSM

PSM 模拟电网在正常和紧急状态下的静态或动态过程，实时模拟电网的静态和长期动态行为，准实时模拟电网的暂态和中期动态过程，模拟系统内的继电保护和安全自动装置，及其它们的拒动和误动行为。仿真规模视被仿真的电力系统情况而定。

1.2.2 控制中心模型 CCM

CCM 的方法是，或者直接采用在线的 SCADA/EMS 系统，或者模拟在线 SCADA/EMS 系统的所有功能，并尽可能做到一致。功能包括监控系统和高级应用软件，能实现相同的报警、操作和分析功能，而且具有相同或类似的人机交互系统。控制中心模型是学员台的软件系统，为学员或接受培训或考核的调度员使用。

1.2.3 仿真支持功能 IS

仿真支持功能是教员制作教案、调节和控制电力系统模型及控制培训过程的模块，它是教员台系统的一部分。该系统应有灵活的培训支持功能，教员可灵活设置各种事件，编制各种教案，可很方便地建立培训的初始条件。培训时教员还可以方便地设置、修改、删除和插入各种事件，执行学员下达的各种调度命令，控制和监视培训进程。具有灵活的控

制仿真过程的功能，如暂停、恢复、快照（人工触发和自动触发）、快放、倒回重放和慢速演示等功能，使得教员台的操作灵活、方便。同时，提供培训/考核结果的自动评估功能。

1.3　DTS 仿真室结构

如图 13.4-3 所示，DTS 仿真室一般分为学员区和教员区，两者之间采用透明玻璃隔开。教员区内设一个或多个教员台，后者的好处是：①可以分别为多组人员协同培训；②在反事故演习时由多个教员分工操作，降低劳动强度。学员区可以配置多个学员，典型配置为三个，分别为主值、副值和见习值班员，这样与实际调度班组的组成基本一致。

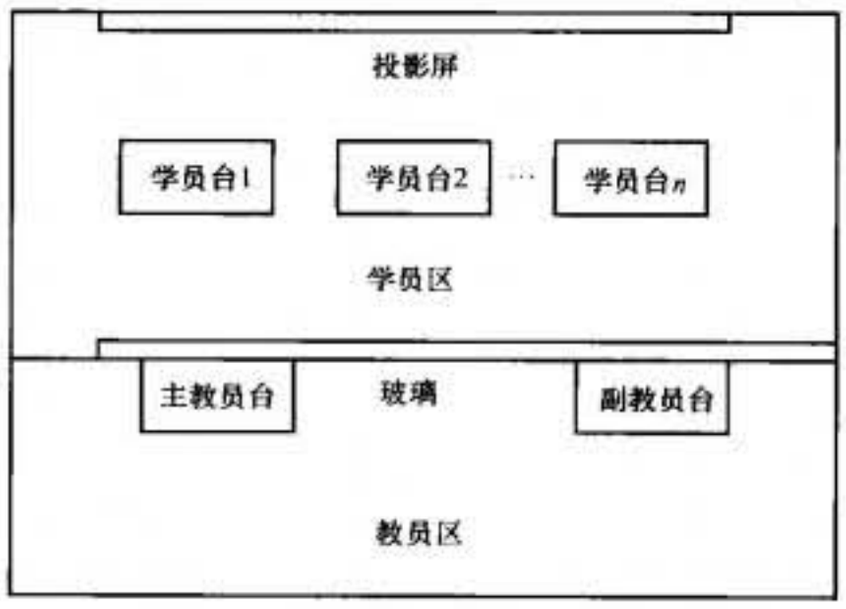


图 13.4-3　DTS 仿真室结构示意图

投影屏安装在学员区的墙上，可以自由切换到一个学员台或教员台上。投影屏一般用于仿真观摩和点评。如图 13.4-4 是一个省级电网调度中心的仿真室。

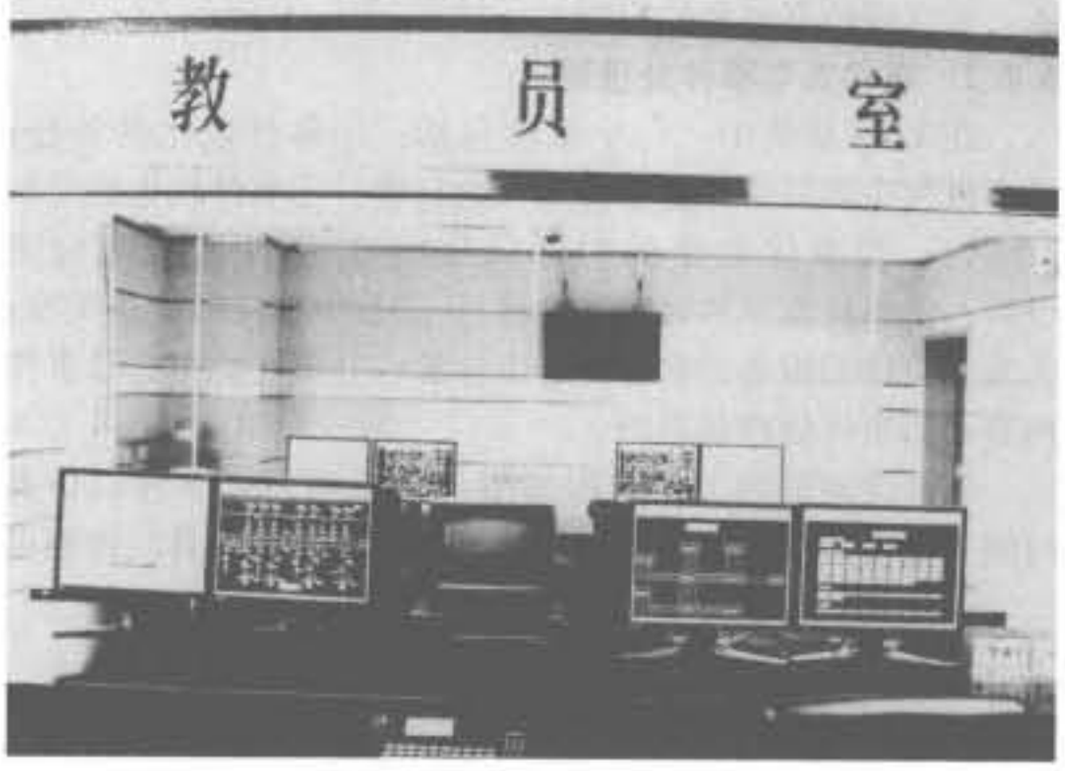


图 13.4-4　一个省级电网的 DTS 仿真室

1.4　DTS 系统在调度中心计算机网络中的位置

按照国家电力监管委员会发布的调度中心（地调及以上）二次系统安全防护方案，DTS 应安装在安全区Ⅱ。其中，安全区Ⅰ与安全区Ⅱ之间需要部署软件防火墙，如图 13.4-5 所示。DTS 需要获取电网的模型和实时数据，但不对实时系统返回任何数据，所以，数据流是从安全Ⅰ区到安全Ⅱ区，是单方向的。

为了更大范围使用 DTS，又不至于造成网络安全问题，常采用图 13.4-6 所示的单向物理隔离的跨网络分区的方式。DTS 可以运行在安全区Ⅱ，也可以在管理网（安全区Ⅲ）上启动运行。在管理网上配置 CIM/CIS 服务器，它通过单向物理隔离装置从安全Ⅱ区镜像 DTS 数据，包括图形数据，管理网上的 DTS 也可以像安全Ⅱ区的 DTS 一样运行，但是

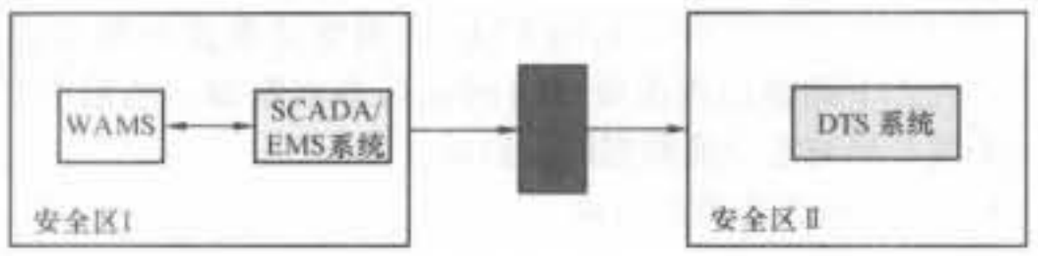


图 13.4-5　DTS 在调度中心网络的位置示意图

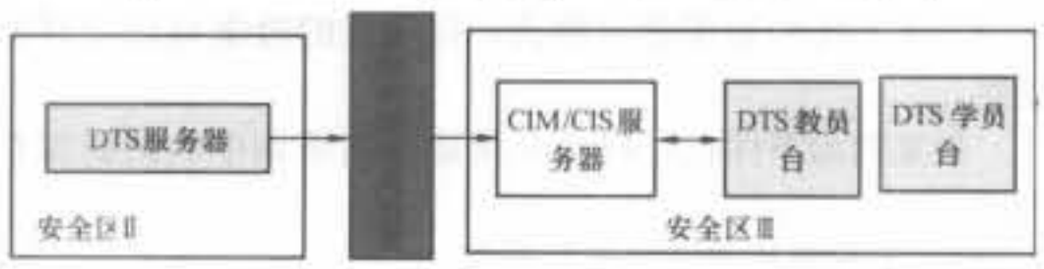


图 13.4-6　DTS 在调度中心网络的跨分区配置

它的服务对象将更广。

2　软件支撑平台

DTS 的软件支撑平台包括系统软件和应用软件支撑平台两大部分。系统软件包括操作系统及其开发环境和关系型数据库管理系统等。操作系统采用 Unix 和 Windows NT；关系型数据库管理系统采用符合 SQL 标准的 Oracle，Sybase，DB2 或 SQL Server 等，作为 DTS 电网模型、教案、历史数据等的管理工具。应用软件支撑平台包括：①图形及人机界面系统；②实时数据库管理系统；③事件处理服务器；④网络通信和进程管理系统；⑤Web 应用系统；⑥用户应用程序接口等。

现代 DTS 一般与 SCADA/EMS 系统基于统一的支持平台或采用相似的技术，并且普遍采用“图模库一体化”技术，并且实现了跨平台技术，即同一套源代码，不用修改即可在不同的操作系统上编译生成可执行代码，并且具有相同的功能。关于支撑平台的技术细节可以参阅本篇第 2 章和第 3 章。

3　仿真支持系统 IS

DTS 一般支持两种培训模式：教员和学员之间的培训模式和学员自学模式。仿真支持系统可以完成培训前的准备、培训过程中的操作和控制、培训后的评估等功能。

3.1　教案制作与管理

教案（Scenario）是 DTS 启动的基本条件，由教案初始条件和教案事件表两方面组成。

教案初始条件包括电力系统的一次设备和二次设备模型、电网运行状态、网络拓扑、随时间变化的有功和无功负荷曲线、发电机有功、无功和电压曲线、联络线功率曲线、AGC 控制方式等。

教案事件表是预先制定的在培训过程中对电网模型发生影响的事件序列。

3.1.1　建立教案初始条件的方法

3.1.1.1　从离线教案启动

根据人工设定的仿真时间，利用负荷预测形成的负荷曲线，利用发电计划建立发电曲线。从一个离线生成的潮流断面开始，进行负荷分配和发电出力分配，计算初始潮流。离线教案中的发电曲线可以由发电机启停计划和水/火电计划程序来自动生成。潮流断面可以人工干预调整。

3.1.1.2　从 EMS 数据启动

一种方法是直接取用 EMS 系统的实时数据断面，通过状态估计计算，每 15min 自动为 DTS 生成一个完整的在线教案，也可通过人机界面由人工请求生成在线教案。

另一种方法是教员利用 EMS 的调度员潮流分析功能，在研究态下调整出所需要的电网运行方式断面，然后 DTS 从调度员研究态潮流数据断面启动。

3.1.1.3 从历史教案启动

取用过去保存的任何一个教案数据断面作为初始潮流，启动仿真并可按需改变。可对保存的网络接线方式、运行方式、二次系统配置等进行修改，修改后的教案可以另存或覆盖。

教案初始条件也可以由某次成功的培训中的断面保存而得。

3.1.2 教案事件表的制作与保存

在培训模拟过程中，对系统进行的操作或对运行方式的改变都转化成带时标的事件，来驱动 DTS 的变化。为了方便，教员一般会事先设置好仿真过程中的预想事件，并保存在教案事件表中，在启动 DTS 时载入。所以，教员台系统需要提供编辑教案事件的图形工具和存储机制。

3.1.3 教案的验证功能

教案的验证分两种：

(1) 初始条件的验证，用初始条件中的起点值计算初始潮流，观察初始潮流是否有解，计算结果是否和预想相似，是否有异常现象，联络线功率是否合理，等等。若对初始潮流结果不满意则调整初始条件重新验证。若结果满意，则培训就可从此初始潮流上开始。除一次系统运行方式的校验，还包括二次系统的校验。二次系统主要检查继电保护的配置及整定值情况。

(2) 事件表的验证，验证事件表中所设事件的有效性、可用性和适宜性，由教员用培训仿真系统进行预演来观察验证。

3.1.4 规划电网的教案制作

除了面向历史和当前的电网模型，DTS 系统有时还需要对未来电网模型进行仿真，例如需要针对几个月后的电力系统进行反事故演习。而我国的电网发展很快，DTS 对规划电网教案制作的支持更显重要。

规划电网需在当前电网模型基础上制作，需要对当前电网模型进行增删修改，但又不能影响当前电网模型的使用。除了涉及模型和数据之外，还要涉及对图形的增删修改。不同的人可在不同的地点修改，最后生成规划电网教案。在图模库一体化技术的基础上，采用“多视图”的概念来实现。

需要解决规划电网和实时系统之间的模型、数据、图形的管理问题，还要解决不同规划方案之间的模型、数据、图形的多版本管理问题。图 13.4-7 是规划设计的层次示意图，涉及多个视图，每个视图包括了模型、数据、图形 3 要素。采用多视图机制来管理不同层次和不同版本的图形和设备模型数据库。

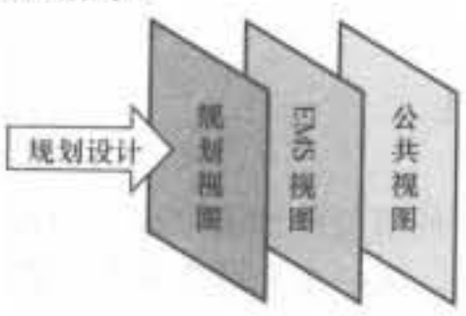


图 13.4-7 规划视图透视

规划图层采用半透明的透视规则，用“设备叠加”和“设备遮挡”技术来实现 DTS 的规划态应用。原来的 EMS 视图保持不变，设备增删都在规划视图的私有图模库中进行。“设备叠加”用于增加新设备；“设备遮挡”用于虚拟删除已有的设备，这些操作对 EMS 不产生影响。

最终的视图结构如图 13.4-8 所示。其中“公共层”处于最底层，“EMS 层”在其上，负责 EMS 图模库的维护，其上的任何变化均反映到“规划公共层”和“规划层 * ”中；“规划公共层”的任何变化不会影响“EMS 层”，但反映到各个具体的“规划层 * ”中；各个“规划层 * ”的任何变化不会向下影响，也不互相影响。引入“公共规划层”是为了滚动规划的需要，将已确定的规划方案部分存储到“公共规划层”。

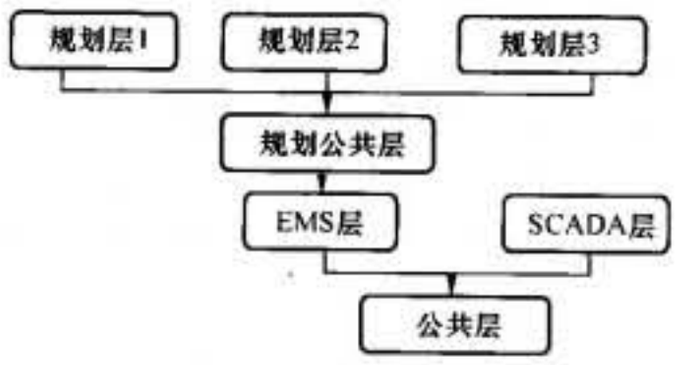


图 13.4-8 规划视图层次结构

本系统的视图不但代表一个独立的图形视图，还代表一个独立的离线规划模型数据视图。规划设计利用半透明的规划视图实现在线数据和离线数据的资源共享和版本管理，这种在数据和图形甚至功能模块上的一体化是调度自动化系统的一个发展趋势。

3.2 仿真过程控制

在 DTS 系统中，任何对系统产生影响的事情都以带时标的事件来驱动，通过控制仿真时钟的时刻、速度等，实现对仿真过程的控制。这里涉及仿真时钟、事件表和事件处理器三个概念。

3.2.1 仿真时钟

利用计算机的计时器开发一个分辨率在毫秒级的仿真时钟，然后通过实现仿真时钟的快放、慢放、暂停和回放的功能，来实现仿真过程的控制。

3.2.2 事件表与事件处理器

在 DTS 系统中，一个事件包括：①事件发生的年份；②事件发生的月份；③事件发生的日期；④事件发生的时刻（小时）；⑤事件发生的时刻（分）；⑥事件发生的时刻（秒）；⑦事件发生的时刻（毫秒）；⑧发生事件的设备类型；⑨发生事件的设备的名称；⑩事件源；⑪事件类型；⑫事件内容；⑬事件处理状态等。

事件处理器的工作流程如图 13.4-9 所示。事件以仿真时间为索引，驱动按仿真时间执行，只要控制仿真时钟就可

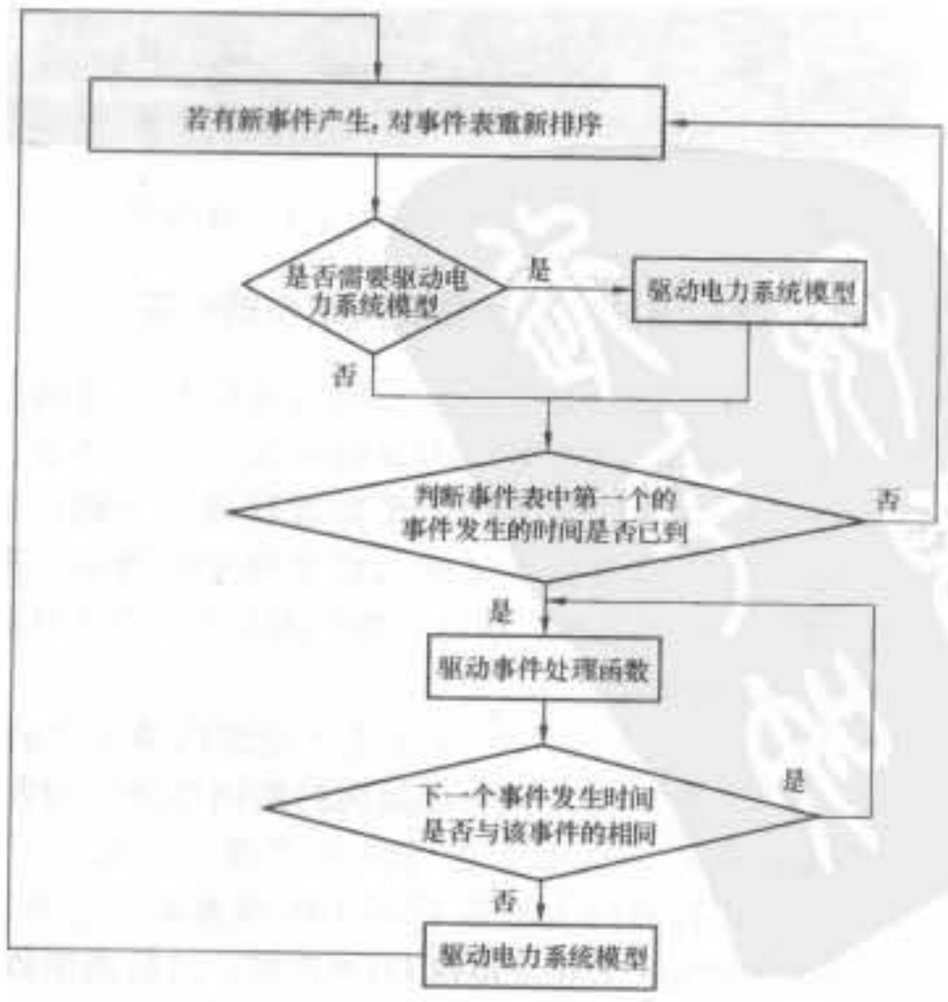


图 13.4-9 事件处理器工作流程

以实现 DTS 的快放、慢放、暂停和回放。

3.2.3　主要功能

1）插入事件。在动态仿真进行过程中插入新事件。

2）删除事件。删除事件表中待处理的事件。

3）事件处理。包括对事件表中的事件按时间排序，检查事件是否合法，检查事件执行时间是否到达和驱动事件处理函数等。

4）仿真时钟。根据选定的仿真时间将天文时间改为符合时钟和日期规律的仿真时间，仿真时钟比率可调整，仿真时间的精度为毫秒。

5）仿真快照。可以是周期性快照，也可手工请求实现任一时刻的快照，快照时间分辨率为 1s。

6）仿真重演。通过回调仿真时钟，重演已发生的仿真过程，并且可在重演中加入新的操作事件。

7）仿真快放、慢放。通过调整仿真时钟的速度实现仿真过程的加快或减慢。

8）仿真暂停。通过设置仿真时钟停止来暂停仿真过程，仿真暂停不接收任何事件，也不处理任何事件。

9）仿真恢复。激活暂停的仿真时钟，从而继续仿真过程。

3.3　教员台人机交互系统

主要包括：

1）教案制作工具。

2）事件编辑器。

3）教案启动界面。

4）厂站主接线图。

5）系统潮流图。

6）地理接线图。

7）断面潮流监视图。

8）趋势图。

9）继电保护配置、状态监视图。

10）自动装置配置、状态监视图。

11）AGC 模拟监视图。

12）AVC 模拟监视图。

13）DTS 系统状态监视图。

14）统计报表。

15）仿真过程控制面板。

16）报警窗。

3.4　多教员台

采用多教员台模式是 DTS 系统的新发展，具有如下好处：

1）多教员同时参演可以降低教员在培训或反事故演习的劳动强度，加快培训和演习进度。

2）可利用同一 DTS 系统实现多个调度班组或不同调度中心人员的同时培训。

3）可以用于个上、下级的调度中心的联合反事故演习。

多教员台使用的是同一套电网模型和计算服务器，采用客户/服务器和订阅/发布的通信模式。如图 13.4-10 所示，教员台的所有操作指令采用客户/服务器向计算服务器发送，而教员台的人机显示数据则通过订阅/发布实现，具有很高的网络效率。所谓订阅/发布就是客户向服务器主动订阅所需要的数据，服务器会根据本地的数据的变化，把客户订阅的数据发送给客户，而客户通过回调函数实现对接收的数据的处理。

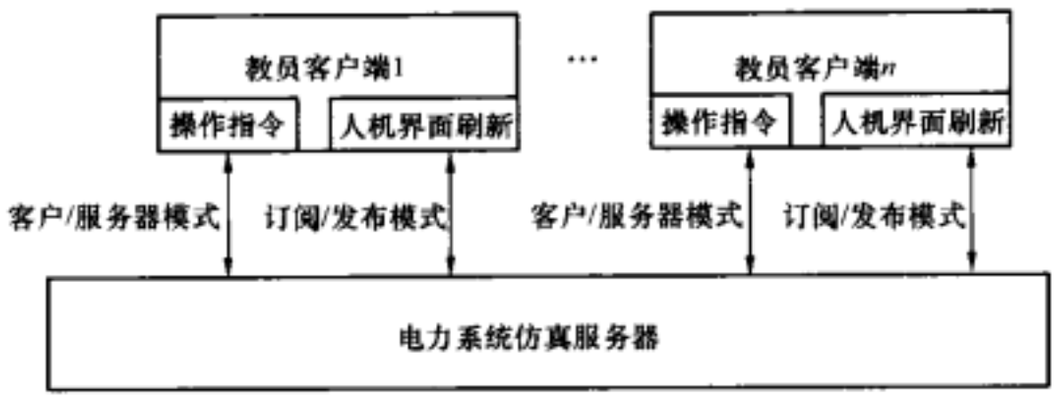


图 13.4-10　多教员台实现机制示意

4　电力系统模型 PSM

4.1　电力系统稳态和准稳态模型

电力系统稳态和准稳态模型是 DTS 中最常应用的模型，该模型需要考虑电气设备的准稳态特性，满足准稳态仿真的逼真性（实时性和真实性）要求。

4.1.1　发电机模型

发电机模型中包括准稳态的调速系统模型和励磁系统模型两部分，分别见图 13.4-11 和图 13.4-12。

在图 13.4-11 的调速系统模型中，考虑了综合的一阶惯性环节、原动机电动机（马达）在功率调节时的升降速率以及发电机的静态调差特性，机械出力的限值环节主要体现汽门（或水门）开度的上下限。

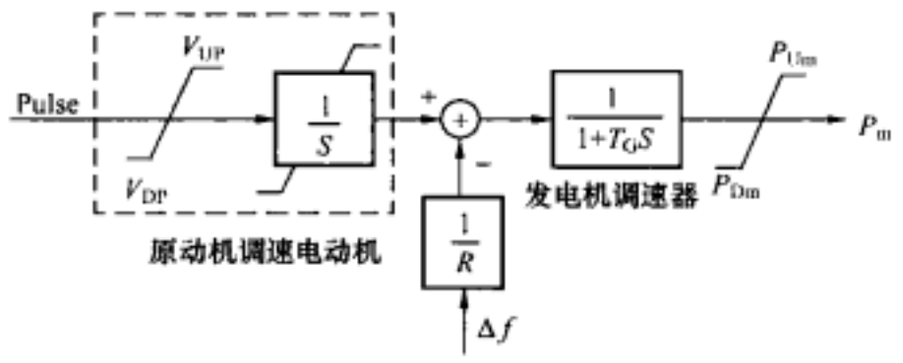


图 13.4-11　发电机调速系统模型

Pulse—调节脉冲；R—调速系统静态调差系数；P_m、P_{Um}、P_{Dm}—机械出力及其上下限；V_{UP}、V_{DP}—原动机马达调节的升降速率；T_G—调速系统综合时间常数；Δf—频率偏差

在图 13.4-12 的励磁系统模型中，每台发电机均考虑了三种自动控制器模式，即：自动功率因数调节（APFR）、自动无功功率调节（AQR）和自动电压调节（AVR），三种模式之间可切换。在潮流计算中，处于 APFR 或 AQR 控制模式下的发电机节点考虑为 PQ 型节点，而处于 AVR 控制模式下的考虑为 PV 型节点。在 AVR 控制模式下，若潮流计算结果发现无功出力越限（即不在发电机运行区限内），可将无功出力 QG 固定在限值上，同时控制模式自动由 AVR 转为 AQR，节点类型由 PV 型转为 PQ 型。

在仿真系统正常运行过程中，每隔 5s（可调），根据教案中的发电和电压计划曲线自动修正所有发电机的有功出力和机端电压设置值（P_{Gset} 和 V_{Gset}）。新的 P_{Gset} 一方面被转化为等值的调节脉冲（PULSE）作用到调速系统模型上，另一方面还作用到励磁系统模型中的 APFR 模式上；新的 V_{Gset} 将直接作用在励磁系统模型的 AVR 模式上。当发电机处于 AQR 模式下时，无功出力不受发电和电压计划曲线的影响。

对发电机有功出力（或机端电压）的调节则是将调节量迭加到发电（电压）计划曲线上实现的，这种做法保证了调节作用的持续有效性，同时，设置值 P_{Gset}（或 V_{Gset}）即时被重新修正，保证了调节操作响应的实时性。当发电机处于

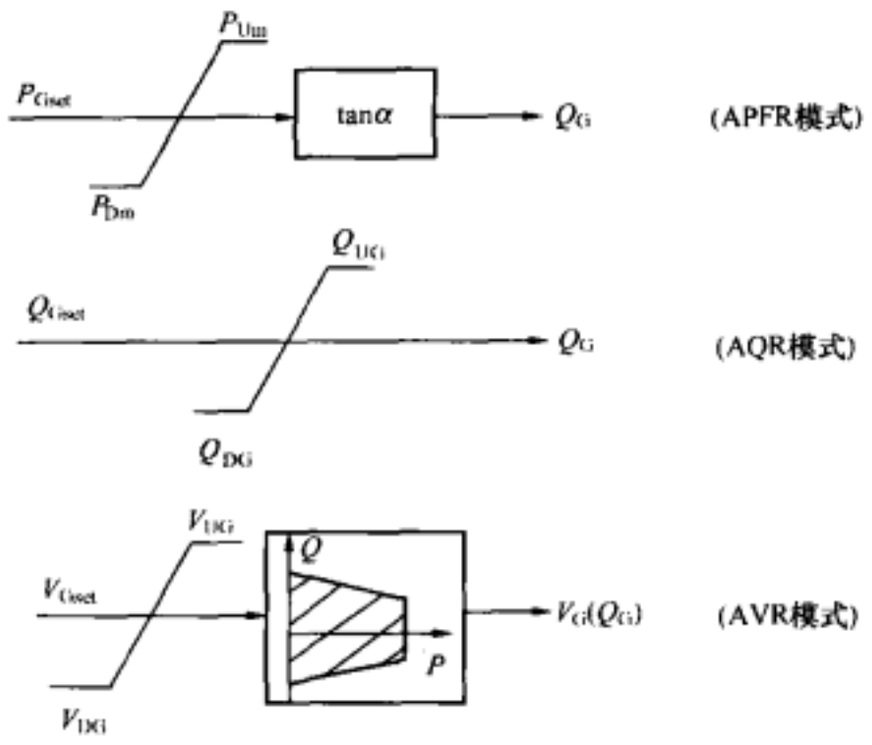


图 13.4-12 发电机励磁系统模型

P_{Giset}—有功出力设置值；tanα—设定的功率因数角的正切；Q_G、Q_{Giset}—无功出力及其设置值；Q_{UG}、Q_{DG}—无功出力上下限；V_G、V_{Giset}—机端电压及其设置值；V_{UG}、V_{DG}—机端电压上下限

AQR 模式下时，通过直接调整设定值 Q_{Giset} 来改变发电机的无功出力。

4.1.2 负荷模型

系统采用统一的负荷模型为：

$$\begin{cases} P_D = (a_P V_D^2 + b_P V_D + c_P) \cdot (1 + k_{Pf} \cdot \Delta f) \cdot (1 + r_P) \cdot P_{Dset} \\ Q_D = (a_Q V_D^2 + b_Q V_D + c_Q) \cdot (1 + k_{Qf} \cdot \Delta f) \cdot (1 + r_Q) \cdot Q_{Dset} \end{cases} \tag{13.4-1}$$

式中：（P_{Dset}，Q_{Dset}）为负荷功率设置值；（P_D，Q_D）为负荷电功率。在该负荷模型中：

1）模拟了负荷的随机扰动（r_P，r_Q），由一个随机数发生器来产生；

2）模拟了负荷的频率静特性，Δf 是频率差，（k_{Pf}，k_{Qf}）分别为有功、无功负荷的静态频率特性系数；

3）模拟了负荷的二次电压静特性，V_D 为负荷节点的电压幅值，（a_P，b_P，c_P）和（a_Q，b_Q，c_Q）分别为电压特性系数。

在系统正常运行过程中，每隔 5s（可调），根据教案中的负荷曲线，自动修正所有负荷的功率设置值（P_{Dset}，Q_{Dset}）。在修正时要模拟负荷升降的速率。对负荷的调节也是将调节量按比例迭加到负荷曲线上来实现的，同时即时修正设置值（P_{Dset}，Q_{Dset}）。

4.1.3 有载调压变压器分接头模型

图 13.4-13 示出有载调压变压器分接头模型。主要考虑了分接头调节的升降速率以及分接头位置的上下限约束，另外，归整环节体现了分接头档位的离散特征。

对变压器分接头的调节量均被转化为等值的调节脉冲（Pulse），作用到该模型上。

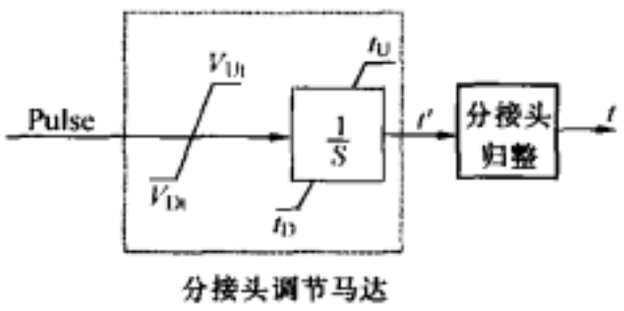


图 13.4-13 有载调压变压器分接头模型

Pulse—调节脉冲；V_{UI}、V_{DI}—分接头调节马达的升降速率；t_U、t_D—分接头位置上下限；t'—浮点形式的变压器分接头档位；t—归整后的变压器分接头档位

4.1.4 频率模型

模拟故障或操作后各解列岛的频率变化过程。计算中假设岛内发电机同摆，即计算岛同频。

图 13.4-14 中的发电机模型即是发电机调速系统模型，发电机电气出力和计算岛加速功率的初值均由潮流计算给出。采用改进欧拉法计算频率偏差 Δf，计算步长取为 0.25s（可调），每 5s 计算 20 步。当电网中有并网操作时，引入了惯性中心 COI（Center of Inertia）的概念来统一并网后的新的计算岛的频率。

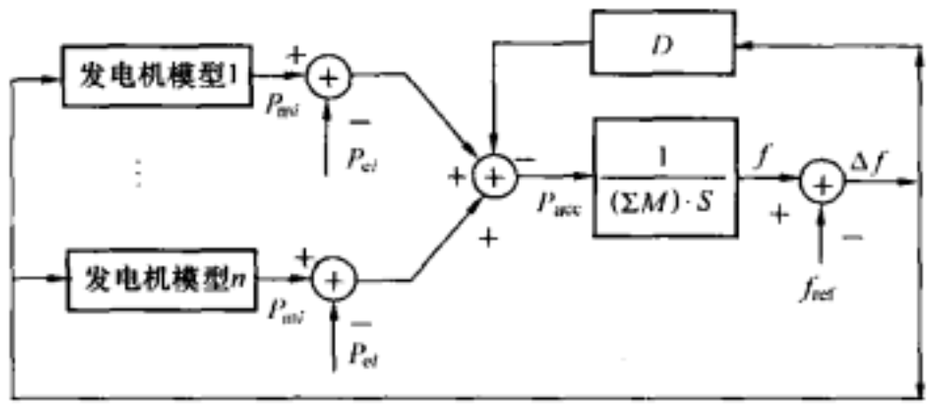


图 13.4-14 计算岛的频率模型

P_{mi}—计算岛内第 i 台发电机的机械出力；n—计算岛内投运发电机总数；ΣM—计算岛内所有投运发电机的转动惯量之和；f、f_{ref}—计算岛频率及其参考值；P_{ei}—计算岛内第 i 台发电机的电气出力；P_{acc}—计算岛的加速功率；Δf—计算岛频率偏差；D—计算岛内总负荷的频率静特性系数

4.2 电力系统稳态仿真

4.2.1 稳态仿真的一般流程

电力系统稳态仿真又称静态仿真，是 DTS 的核心仿真软件，其核心技术是动态潮流。它不考虑机电暂态过程，只考虑系统操作或调整后的功频变化、潮流变化，用稳态电量启动自动装置，并用逻辑方法模拟继电保护动作。

稳态仿真基本流程如图 13.4-15 所示，左边的稳态模型计算模块在没有发生新事件的情况下，按 5s 的时间间隔循环计算电网的潮流分布和频率变化，同时根据计算的结果驱动自动装置模型。其中，频率计算模块每 0.25s 做一次频率积分。右边是一个事件处理器，它判断是否有新的事件发生，如有则对事件进行处理，并通过箭头 a 驱动电力系统稳态模型计算模块。该模块也判断继电保护动作判据，采用逻辑判断法驱动继电保护仿真模块。

事件处理器与电力系统模型之间的交互如图 13.14-15 所示，若发生影响电力系统模型的事件且事件执行时刻已到，或事件处理服务器经过了 5s 仍没有发现需要执行的事件，则事件处理器通过箭头 a 驱动电力系统模型计算模块。电力系统模型计算完毕，若需要驱动继电保护动作，则通过箭头 b 驱动事件处理器的保护仿真程序。

在稳态仿真中，除了基本的潮流计算和频率模拟外，还具有如下功能：

4.2.1.1 基本操作模拟

包括：断路器（开关）、隔离开关（刀闸）分/合操作、电容器（电抗器）投切、负荷调节、发电机的并网/退出、发电机有功（无功）出力调节、变压器分接头挡位调节、消弧线圈挡位调节、中性点地刀分/合操作、AGC 控制操作、保护定值/时限的修改及投停操作、自动装置的定值修改/投停/复位操作、故障处理和恢复操作、发电厂总出力调节、

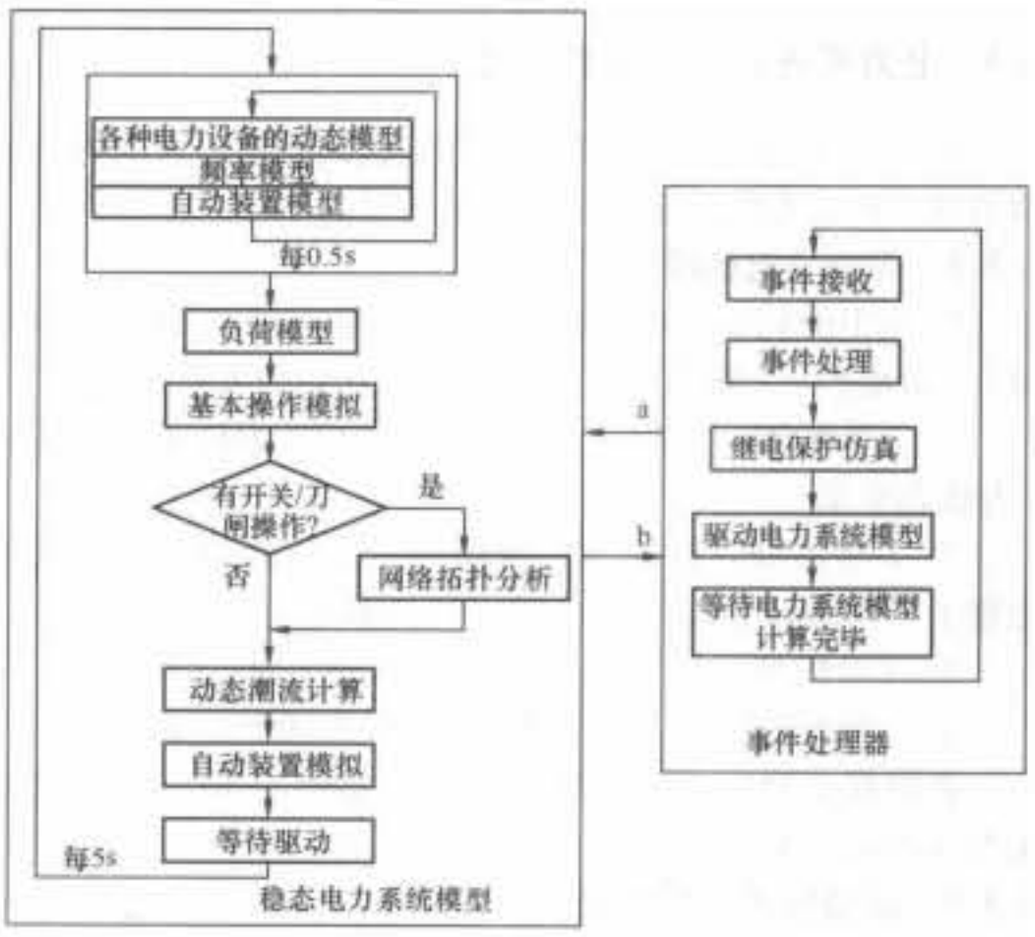


图 13.4-15　稳态仿真基本流程

变电站总负荷调节、地区总负荷调节、系统总负荷调节和一次设备运行状态间（备用/检修）的切换操作等。

4.2.1.2　综合调度指令的解析和模拟

综合调度令包括：倒母线、倒负荷、旁路代，变压器、线路、母线停送电/检修等。根据当前电网拓扑结构和操作规程，对综合令进行解析，同时进行安全性校验，给出相关的安全操作提示，可起到自我培训的目的。

4.2.1.3　操作票模拟

检查操作票是否正确，对误操作给出报警并拒绝操作。例如：带地线/接地刀闸时合开关、带电合地刀、带负荷拉/合刀闸、通过刀闸拉/合空载线路或变压器、非同期合环、非同期并列等均是不允许的，给出报警并拒绝操作。

4.2.1.4　保护逻辑仿真和自动装置仿真

保护逻辑仿真利用事先定义的继电保护动作逻辑来启动继电保护，驱动开关动作，参见本章 4.6.2 继电保护模型中的逻辑仿真方法。自动装置仿真参见本章 4.6.1 自动装置模型。

4.2.2　动态潮流

在常规潮流计算中，隐含着全系统有功功率平衡的假定条件：

$$\sum_i P_{Gi} - \sum_i P_{Di} - P_{Loss}(V,\theta) = 0 \quad (13.4\text{-}2)$$

式中：P_{Gi}是第 i 台发电机的有功出力；P_{Di}是第 i 个负荷的有功负载；P_{Loss}是系统网损。

实际运行中，由于操作和调整，系统中会出现不平衡功率（也称加速功率）：

$$P_{acc}(V,\theta) = \sum_i P_{Gi} - \sum_i P_{Di} - P_{Loss}(V,\theta) \neq 0 \quad (13.4\text{-}3)$$

加速功率的存在会引起系统频率的变化，此时，发电机将按其频率响应特性改变发电出力，而负荷也会根据负荷频率静特性改变负载，一起分担这一加速功率。

在这种频率变化的动态过程中，网络并未发生变化，只是注入功率不平衡。动态潮流就是研究注入功率不平衡引起系统频率变化过程中的潮流，它仍属于稳态潮流。图 13.4-16 显示了发电功率和负荷不平衡时动态潮流的计算过程。

动态潮流一般采用分配因子法，指定一个参考节点，但不指定平衡节点，不平衡功率由所有参与调节的发电机承担，分配系数由发电机的功频特性确定。在动态潮流计算

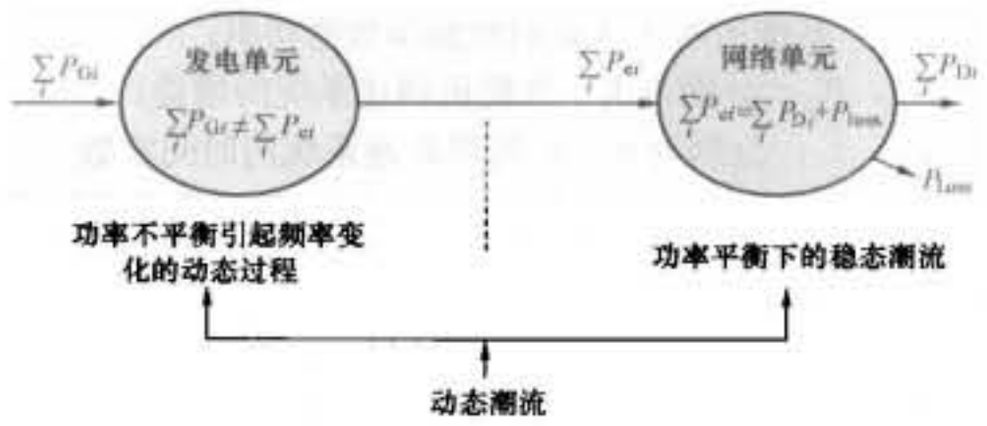


图 13.4-16　动态潮流说明图

中，发电机输出功率是变化的，负荷功率也可以按其频率静特性而变化，但是需要假定全网同频率。

动态潮流需要模拟发生功率不平衡时系统频率的变化，以及频率变化引起发电机输出功率的变化过程。功率不平衡量包括网损由所有发电机承担。

4.2.2.1　系统动态模型的计算

（1）系统的有功——频率特性。

设系统同频率，即 $f_1 = f_2 = \cdots = f_{sys}$，则有：

$$\sum_i M_i \frac{\partial \Delta f_{sys}}{\partial t} = P_{acc} \quad (13.4\text{-}4)$$

其中：M_i 是发电机 i 的惯性常数。Δf_{sys} 系统频率偏差。P_{acc}是系统的加速功率。如果要考虑负荷的频率特性，可以采用下面的负荷模型：

$$P_{Di} = P_{Di}^0(1 + K_{pf}\Delta f) \quad (13.4\text{-}5)$$

式中：P_{Di}^0是节点 i 的初始有功负荷；$K_{pf} = 1 \sim 3$，是有功负荷的频率调节效益系数。

考虑了负荷频率静特性的系统的有功—频率特性的频域表达式是：

$$\Delta f_{sys} = \frac{K_s}{1 + T_s S} P_{acc}^0(s) \quad (13.4\text{-}6)$$

其中：

$K_s = \frac{1}{D}$，$T_s = \frac{\sum_i M_i}{D}$；$D = \sum_i D_i = K_{pf}\sum_i P_{Di}^0$；$P_{acc}^0$ 是系统的初始加速功率。

（2）发电机调节特性。

系统频率变化一个增量 Δf_{sys} 时，原动机机械功率 P_{Gi} 也产生一个增量 ΔP_{Gi}，两者之间的功频静特性系数是 K_{Gi}。如果用一阶惯性环节考虑调速器的时延，时间常数是 T_{Gi}，则系统频率变化时发电机 i 调节的频域表达式是：

$$\Delta P_{Gi} = \frac{-K_{Gi}}{1 + T_{Gi}S}\Delta f_{sys} \quad (13.4\text{-}7)$$

用 $\sum_i \Delta P_{Gi}$ 修正 P_{acc} 即可求解新的频率偏差，再考虑调节系统的非线性环节，可得如图 13.4-17 的动态模型框图。图中左手侧表达了发电机和负荷的功频特性，右手侧表达了发电机的调节特性。

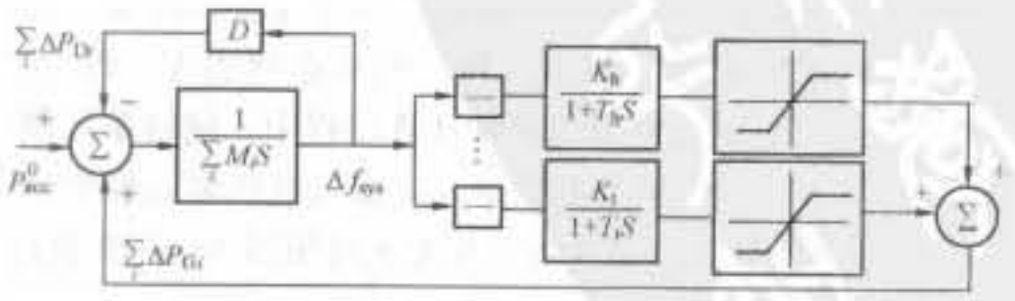


图 13.4-17　动态模型框图

其中：

ΔP_{Gi}：电机 i 的机械功率输出变化量；

ΔP_{Di}：节点 i 的有功负荷变化量；

Δf_{sys}：系统的频率偏差；

P^0_{acc}：系统的本次计算的初始净加速功率；

K_h，K_t：分别为水、汽轮机调速系统的增益；

T_h，T_t：分别为水、汽轮机调速系统的时间常数。

假设系统初始加速功率为 P^0_{acc}，则在 T 时段系统频率偏差的计算步骤见图 13.4-18。

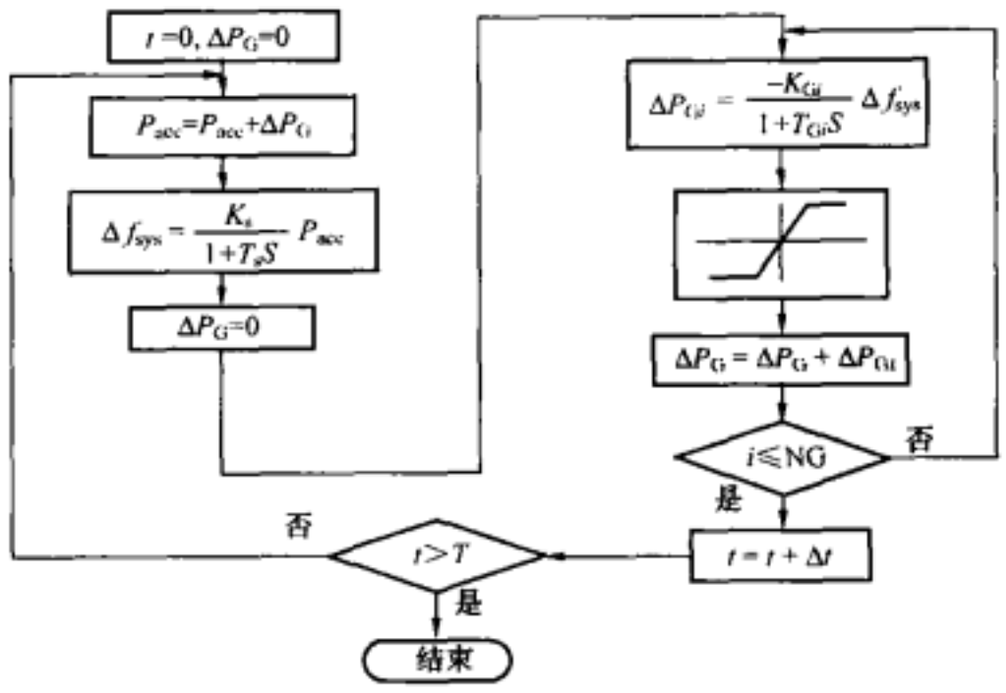


图 13.4-18 系统频率偏差的计算流程图

4.2.2.2 潮流计算与频率偏差的关系

动态潮流计算中，净加速功率 P_{acc} 应按一定的原则分配给发电机，在经济调度中按等微增率原则分配，而在动态潮流计算中则按发电机惯性常数 M_i 的大小按比例分配，即，发电机出力变成了：

$$P'_{Gi} = P_{Gi} - \alpha_i P_{acc} \tag{13.4-8}$$

其中：

$$\alpha_i = \frac{M_i}{\sum_i M_i}$$

4.2.2.3 考虑加速功率的动态潮流计算方法

考虑加速功率时，节点的有功注入功率多了按比例分配的加速功率一项，节点有功功率方程为：

$$\Delta P_i = P_{Gi} - A_i P_{acc} - P_{Di} - V_i \sum_j V_j (G_{ij}\cos\theta_{ij} + B_{ij}\sin\theta_{ij}) \tag{13.4-9}$$

其中：$i=1$，…，N。对于非发电机节点，$\alpha_i=0$。式 13.4-9 的潮流方程右手侧多了一个变量 P_{acc}，需要增加一个方程。因为平衡节点 N 的 V_N，θ_N 给定，所以在常规潮流计算中式 13.4-9 对于节点 N 并不出现，但在动态潮流中，要将该方程增广进来，方程数和未知量数这才相等，可以求解。可以采用快速分解法求解。当迭代收敛计算结束时得到该条件下的状态向量 $\boldsymbol{V}$，$\boldsymbol{\theta}$ 和标量 $\boldsymbol{P}_{acc}$。

4.2.2.4 发电机单元与网络单元数学模型的衔接

系统有功功率不平衡引起频率变化的动态过程中，DTS 每 5s 计算并显示一次系统的动态潮流。发电机单元模型每 0.25s 用改进欧拉法计算一次系统频率、发电机注入电网的有功 P_{ei}，以及发电机调节后的输出功率 P_{Gi}。网络单元潮流计算求得系统加速功率 P_{acc} 和全网节点状态 V，θ。在发电机单元和网络单元模型的交替计算过程中，网络单元潮流模型计算出 P_{acc} 提供给发电机单元，而发电机单元模型计出 P_{Gi} 提供给网络单元；两者的交互关系可用图 13.4-19 表达。

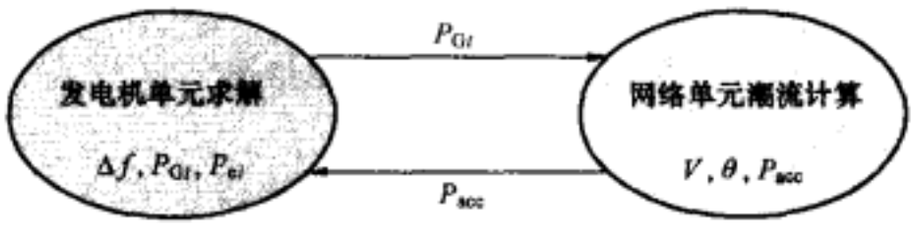


图 13.4-19 动态潮流计算中发电单元与网络单元的交互关系

4.3 电力系统元件的动态模型

动态元件包括同步发电机、原动机调速器、发电机励磁调节器、电力系统稳定器、动态负荷等。

4.3.1 同步发电机模型

DTS 中的同步发电机模型根据需要采用实用的 2 阶模型、3 阶模型、4 阶模型或 5 阶模型。它们的关系如下：

1）2 阶模型：认为 E'_q 或 E' 恒定，只考虑转子动态，ω，δ 为状态变量。

2）3 阶模型：忽略阻尼绕组 D，Q 的作用，只计及励磁绕组暂态和转子动态，E'_q，ω，δ 为状态变量。

3）4 阶模型：E'_q，E'_d，ω，δ 为状态变量。

4）5 阶模型：E'_q，E''_d，E''_q，ω，δ 为状态变量。

各阶模型的具体微分方程参见本卷第 11 篇电力系统稳定性及稳定控制。

4.3.2 原动机调速器模型

原动机分水轮机和汽轮机，其机组调速器的通用模型的传递函数框图和微分方程参见本卷第 11 篇电力系统稳定性及稳定控制。

4.3.3 发电机励磁调节器模型

励磁调节器的种类很多，在 DTS 中使用的主要是他励系统（I 型）和自并励系统（II 型）。这两种励磁调节器的传递函数框图和微分方程参见本卷第 11 篇电力系统稳定性及稳定控制。目前，已有暂态仿真程序开发出用户自定义建模的磁调节器模型仿真方法，在不改变主系统程序的条件下，用户自行构建各种磁调节器模型。

4.3.4 电力系统稳定器（PSS）模型

DTS 中使用的 PSS 传递函数框图和微分方程参见本卷第 11 篇电力系统稳定性及稳定控制。

4.3.5 动态负荷模型

DTS 暂态仿真中负荷模型分为两类：恒阻抗负荷和动态负荷。动态负荷主要考虑感应电动机负荷，其处理较为复杂。感应电动机负荷的等值电路图和微分方程参见本卷第 11 篇电力系统稳定性及稳定控制。

4.3.6 各元件动态模型之间的关系

各元件动态模型的关系如图 13.4-20 所示。图中，负荷和发电机模型通过电力网络模型联系在一起。虚线框中是发电机模型方程，包括发电机的机械暂态过程方程和机电磁暂态过程方程，前者和调速系统模型交互，后者和励磁系统模型交互。

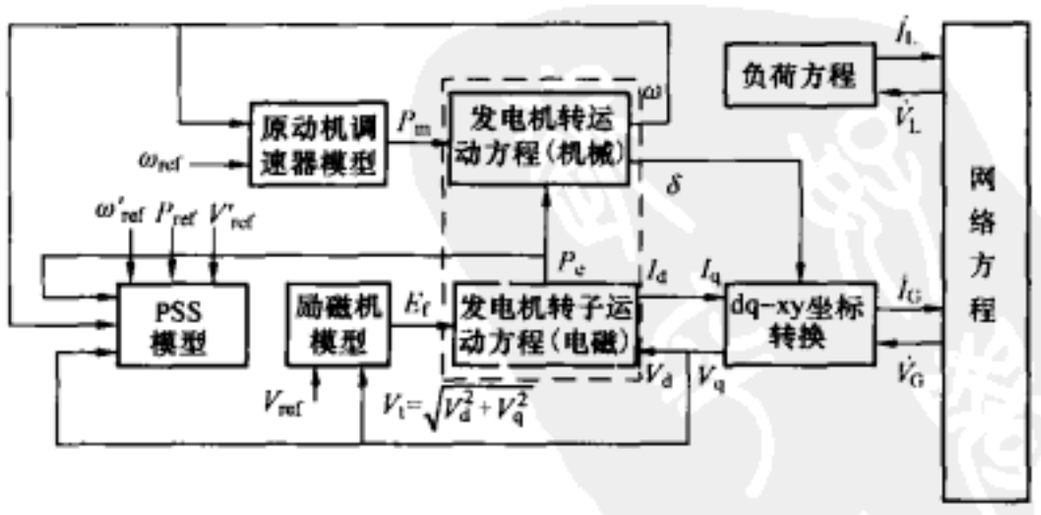


图 13.4-20 各动态模型之间的关系

4.4 电力系统暂态的时域仿真

4.2 中介绍的电力系统稳态仿真没有考虑 4.3 中所列的发电机和负荷等动态元件的微分方程，不考虑电力系统状态从一个稳态到另一个稳态两者之间的变化过程。当需要考虑

故障或操作后发电机等动态元件的机电暂态变化过程时，需要进行电力系统暂态仿真。

电力系统暂态仿真主要应用于运行方式研究和事故分析，在 DTS 中主要用于定值法启动继电保护和自动装置动作，用于精细仿真电力系统动态过程。

限于 SCADA 数据采集周期是 3～5s 数量级，调度员在调度值班过程中并不能直接观察到电力系统机电暂态的变化过程，所以 4.2 中介绍的电力系统稳态仿真是 DTS 的主要仿真手段，而电力系统暂态仿真主要作为补充。国内的 DTS 中基本都开发了电力系统暂态仿真软件，而国外的 DTS 中目前基本还没有这个模块。

电力系统暂态仿真的主要方法有直接求解法和交替求解法。DTS 中主要采用交替求解法进行暂态仿真，可参考本卷参见本卷第 11 篇电力系统稳定性及稳定控制。在暂态仿真的数值积分的每一时步，需要判断继电保护/自动装置是否需要动作，逻辑判断的工作量较大，因此，DTS 中的机电暂态仿真计算速度会变慢，需要采用“窗口”技术等减少逻辑判断的工作量。

动态仿真的计算性能通常用和实际电力系统的物理变化过程的快慢进行比较来度量，例如，电力系统中一个 5s 的动态变化过程用暂态数值仿真需要用多少时间。对于一个省一级的电网，如果采用优良的算法和编程技巧，DTS 仿真软件可以做到 1∶1 仿真。

DTS 中电力系统暂态仿真可以模拟实际电力系统中所有可能发生的故障元件和故障类型，可以模拟切机、切负荷、快关汽门、开合开关等稳定控制操作和稳态调度操作。暂态仿真结果可以启动继电保护和自动装置动作，可以模拟多孤岛的动态行为和解并列的动态过程，能对非同期并网过程进行模拟。

通常采用稳态仿真和动态仿真一体化设计。电力系统正常仿真时采用稳态模型，当发生稳态模型无法处理的故障事件时，系统可以自动（或手动）切换到动态模型。如果动态过程中发生失稳事件，系统将在继续积分一段时间后自动转入稳态（扰动前的初态），也可以采用手工中止动态的办法来返回扰动前的初态。如果动态过程中电网逐渐稳定后，可自动返回稳态模型。

暂态仿真在 DTS 中的应用可以起到以下作用：

（1）提高调度员对电力系统暂态稳定性的理解，了解当系统发生何种扰动时，会引起系统失去同步稳定。

（2）让调度员认识导致发生失去同步稳定或解裂的系统状态以及如何规避这种状态。特别是在紧急情况下如系统恢复时，这种培训是很重要的。

（3）教员能够评估和点评学员处理事故的能力。

（4）教员可以在培训前分析培训教案。

4.5　电力系统中长期动态模型

电力系统经过几秒到十几秒的机电暂态过程后，要么机组间已经失去稳定，要么机组间的摇摆逐渐减小，此时系统转入中期和长期动态仿真计算过程。

相对于机电暂态过程仿真而言，由于中期动态仿真过程时间较长，除了需要考虑励磁系统、PSS、调速系统等调节装置外，还需计及具有较大时间常数的装置，诸如锅炉及其控制系统、水机系统，核反应堆及其控制系统的动态特性。另外，还必须考虑自动发电控制（AGC）、自动电压控制（AVC）和自动装置的动作特性。

在长期动态过程中，由于机组间的摇摆已基本平息，可认为全网同频。发电机的功角和角速度由惯性中心决定，不必计算每一台发电机的转子运动方程，只需计算惯性中心的转子运动方程。由于电力系统长期动态过程持续时间在 10min 以上，在暂态过程仿真中对某些动态特性的简化假设可能就不正确了，如：汽轮机的蒸汽压力保持恒定的假设就不正确了；事故过程中电网频率和电压不正常，可能引起发电厂附属设备运行不正常，以致引起锅炉停炉、发电机停机等。因此，在长期动态仿真中还须考虑电压和频率波动比较大时对系统各元件的动态特性的影响。需要考虑火电厂调速系统多个控制阀门以及旁通阀门对汽轮机输出功率的影响，需要考虑 AGC 中的频率和联络线功率控制等动态特性等。

由于参数获取较难，中长期动态仿真在 DTS 中通常采用简化的处理办法。

4.5.1　火电厂动力系统动态模型

火电厂动力系统的数学模型有以下几个独立而又互相联系的部分组成：①锅炉汽轮机协调控制；②汽轮机及其调速系统；③锅炉及其控制系统。在仿真软件中，各个模型一般采用 IEEE 推荐的标准模型。

4.5.2　水电厂动态模型

水电厂基本数学模型包括水轮机动态模型、水轮机控制系统动态模型、水轮机导管的动态模型。

4.5.3　中长期动态仿真方法

中期过程持续 10 秒至几分钟，而长期过程则可持续几分钟至十几分钟。中长期过程动态仿真一般与暂态仿真类似，也采用数值积分的方法。在中长期仿真中，数值积分的收敛性和稳定性问题比较突出，因为在中长期仿真中各类动态元件的时间常数相差很大，从毫秒到分钟，是典型的“刚性”问题。目前已有的中长期动态仿真软件中，主要采用隐式梯形积分法和 Gear 法，对这类“刚性”的微分方程组进行求解。

4.6　电力系统二次设备模型

电力系统二次设备包括继电保护和安全自动装置。二次设备的仿真有以下难点：

1）二次设备数目大、种类多。

2）各种新型二次设备不断出现，仿真软件需要适应变化，持续升级。

3）二次设备（尤其是继电保护）的运行方式复杂，在不同的电压等级、不同的电网运行方式下，设备状态不同，动作方式也不同。

4）二次设备本身由于检修、维护等操作可能处于不同的状态（停运、闭锁等），也可能出现误动、拒动，这些都需要模拟。

5）二次设备（尤其是继电保护）在电力系统中的配置复杂，既要满足可靠性、速动性，又要满足选择性、灵敏性。既要在本级电网的正确动作，又要考虑上下级电网的相互配合。

所以，在二次设备仿真需要解决如下问题：

1）如何定义二次设备的模型，既要能逼真地模拟种类繁多的设备，又要考虑设备模型的可扩展性。

2）二次设备数目庞大，如何保证仿真速度，满足实时性要求。

3）如何仿真在不同电压等级、不同运行方式下二次设备的不同状态，如何仿真由于二次设备本身故障而出现的各种状态。

4）如何仿真二次设备在电网中的配置，并考虑不同电

压等级和不同地区的特点。

5）如何体现继电保护装置在上下级电网间的配合，体现继电保护动作的速动性、选择性。

通常采用基于组件化思想设计来满足以上要求。其基本思路是先由底层构造组件，再由组件构成设备。只要组件库完备，就可以构造出各种新增的二次设备模型库，因而这种方法具有良好的可扩展性。

4.6.1 自动装置模型

4.6.1.1 基于组件的模型

安全自动装置可用量测组件、逻辑组件和动作组件等 3 个单元描述。测量组件是信号的采集与输入环节，逻辑组件是自动装置的决策环节，而动作组件是它的执行机构。图 13.4-21 是安全自动装置的工作原理示意。

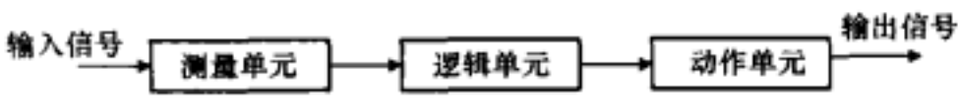


图 13.4-21 安全自动装置的工作原理示意图

基于此，抽象出一个自定义模型，灵活装配出自己系统的新型的自动装置模型，过程中无需编程。这称为自动装置组态。

图 13.4-22 给出了基于层次关系的自动装置的模型结构。模型定义的每一个自动装置从属于一个厂站。

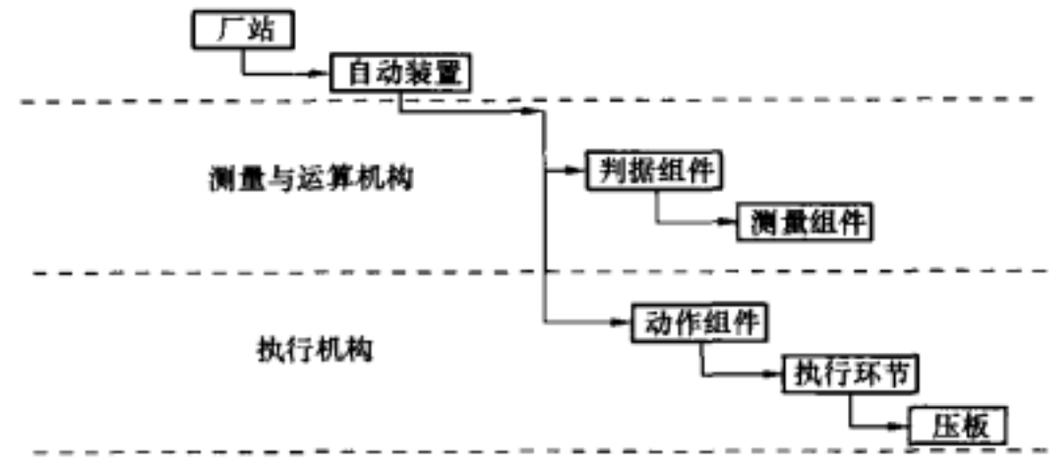


图 13.4-22 自动装置模型的层次结构图

若干闭锁计时器、测量组件和逻辑计算器组成一个判据组件。判据组件根据所属的量测组件信息及其逻辑关系和内部的动作时延、计时器启动、回调速率等来决定动作组件的行为。判据组件的工作原理是：当量测组件发出肯定信号后启动计时器开始计时，反之启动计时器按模型设定的回调速率减时直到归零。当启动计时器计时达到动作时延，判据组件根据内部闭锁计时器的状态和所属各个量测组件的情况以及它们之间的逻辑关系决定动作组件的行为。动作组件一旦启动就闭锁自动装置，此时判据组件的闭锁计时器开始计时，当闭锁计时器的计时达到装置的预定闭锁时间时，模型自动把该自动装置解锁。若装置的预定闭锁时间为负数，则非手工解锁该自动装置不能被自动解锁除。

类似地，动作组件也由若干个执行环节组成，而执行环节的动作行为是由组件的动作指令来驱动。当动作组件的某一执行环节成功执行，动作组件就反过来给判据组件发送调节指令，以调节判据组件的启动计时器、闭锁计时器等属性。采用相容或相斥来描述同一动作组件下的各执行环节的协调关系，多个相容的执行环节在满足条件时可以同时起动，而相斥的执行环节，在第一个执行环节起动时把其他执行环节闭锁。

每个执行环节都有一个压板，当压板打开时，不会启动执行环节。执行环节支持多种操作类型（如：开关操作、负荷调节、发电机调节和变压器分头调节等）或这些操作的组合。

采用图形化的工具对模型结构和属性配置进行定制和修改来实现自动装置的组态功能。

4.6.1.2 仿真流程

在 DTS 中，由动态潮流或暂态时域仿真的计算结果来驱动，通过定值比较来实现自动装置的模拟。自动装置模拟模块分为两部分：一部分是以频率为量测量的自动装置模型，它在动态潮流计算过程中被调用，每计算一次频率，则驱动一次频率自动装置模型；另一部分是其他类型的自动装置模型，它们在算完一次动态潮流后才被驱动。在暂态时域仿真程序中，则每步积分后就驱动一次自动装置模型。

4.6.2 继电保护模型

按被保护的设备类型，继电保护可以分为线路保护、变压器保护、母线保护、发电机保护以及电容器保护。原理和方法如下。

线路保护的模拟是 DTS 保护仿真中最重要的部分，常见的线路保护类型包括距离保护、电流速断、高频保护等。

4.6.2.1 基于组件的模型

采用“元件－组件－设备”的思想，先由底层构造组件，再由组件构成设备，以保证仿真软件的可扩展性。一般的继电保护设备都由如图 13.4-23 所示的几部分组件构成。

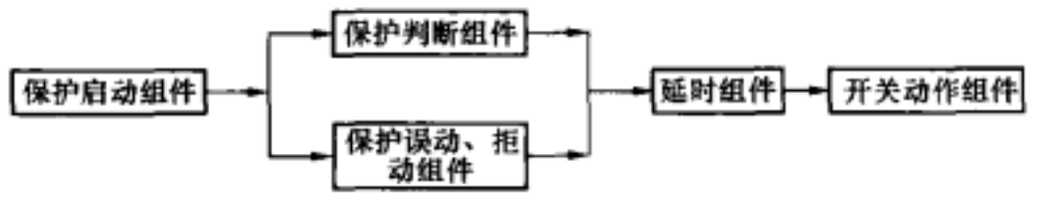


图 13.4-23 继电保护的组件化模型结构

以线路距离保护为例，图 13.4-23 的模型的具体实现框图如图 13.4-24 所示。不同原理的保护，只需更换相关组件即可。

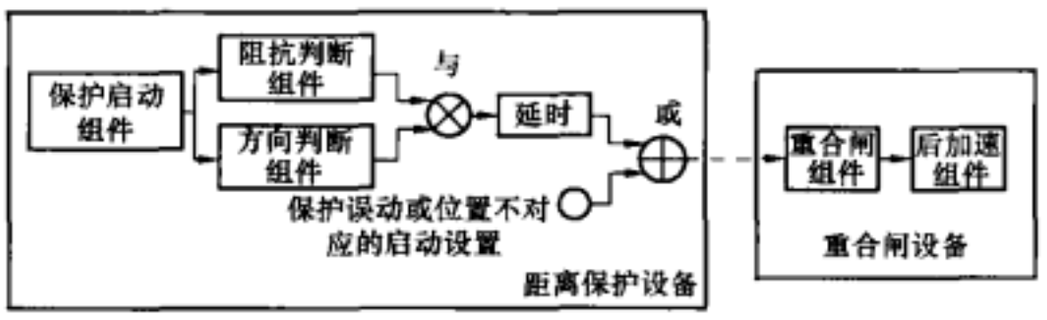


图 13.4-24 组件化的距离保护模型

4.6.2.2 继电保护仿真方法

继电保护仿真可以分为逻辑仿真和定值仿真两种方法。逻辑仿真原理简单，容易实现，因此应用面广；定值仿真模拟更精细，但算法复杂，实现难度大，也有应用。

（1）定值仿真方法。

通过电力系统模型的故障计算，用故障后仿真计算出的全系统的电量和继电保护启动定值进行比较，决定继电保护是否动作，其主程序流程如图 13.4-25 所示。

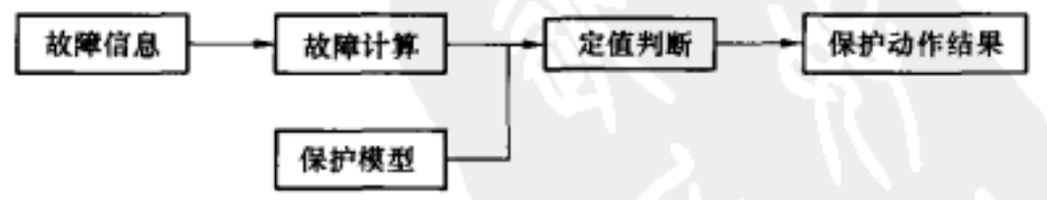


图 13.4-25 保护定值仿真基本原理示意图

继电保护定值仿真需要持续计算故障发生期间内以及继电保护相继动作后电网的故障电量分布，因此计算量较大。优点是按定值启动继电保护更真实，而且容易模拟保护拒动或开关拒动所引起的后续多级保护的配合动作情况。其缺点是：①需要维护继电保护的所有定值，人工维护工作量大；②要求故障仿真计算结果准确；③计算量大，仿真速度不易保。通常应用于 DTS 的保护定值的校核研究和暂态仿真中。

定值仿真需要在每个仿真时步都要对所有保护进行定值

的比较判断，很耗时，可以引入“窗口”技术，只对故障点周围的保护进行定值计算和判断，以提高仿真速度。

（2）逻辑仿真方法。

根据故障发生的地点、类型和持续时间，基于继电保护动作的逻辑原理触发对应的开关动作。当电力系统模型中有故障发生时，事件处理器提供相应的故障信息，立即驱动逻辑保护的仿真计算，以确保对事件响应的实时性。逻辑保护仿真计算的主程序流程框图如图 13.4-26 所示。

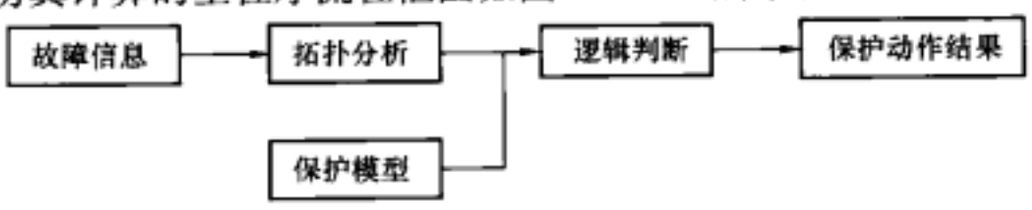


图 13.4-26　保护逻辑仿真基本原理示意图

故障发生后，程序首先判断是何种设备发生了故障并调用相应的函数，进而根据此类故障及设备的特点利用拓扑分析搜索相应的开关，查找此开关上是否装有对应的保护，最后通过时延判断来驱动相应的保护和开关动作。

还需要模拟保护和开关的拒动和误动。当开关或保护拒动时，相邻设备作为后备保护需要动作。这通过判别函数以及各种判别函数之间的关联来实现的。

逻辑保护仿真只需要故障信息及保护配置信息即可，既不需要故障计算也不需判断保护定值，因此其计算速度非常快。另外，仿真过程中可清晰展现保护动作原理，调度员容易接受，因此被广泛应用于培训调度员和联合反事故演习中。

5　控制中心模型 CCM

控制中心模型（调度中心模型）是调度自动化主站系统（或称控制中心系统）的模拟系统，它可以是直接采用实际的控制中心系统或是与之功能和人机界面相似的模拟系统。

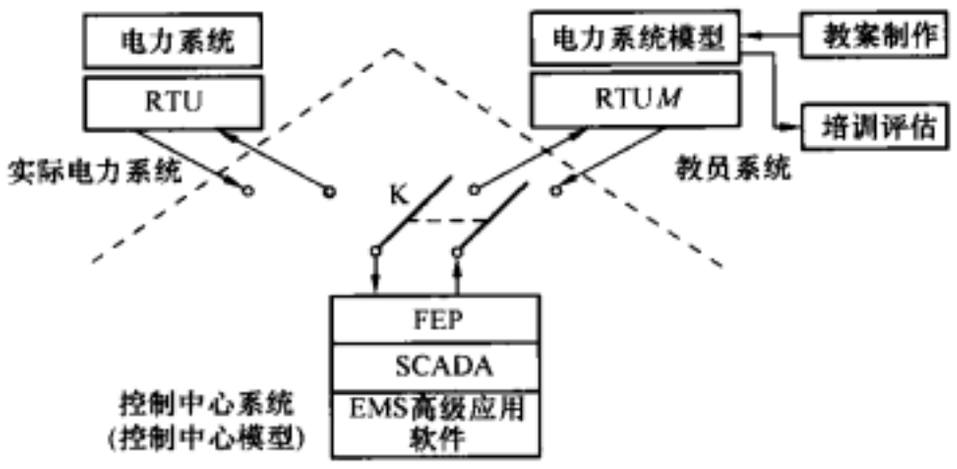


图 13.4-27　控制中心模型与其他系统（模块）的关系

控制中心模型与其他系统（模块）的关系如图 13.4-27 所示，控制中心模型由前置机模块（FEP，Front End Processor，负责通信和规约转换），数据采集 SCADA 模块以及 EMS 应用软件组成。它与实际的控制中心系统从软件结构和功能上基本相同，在某些时候可以充当控制中心系统的备用系统。当数据链路的开关 K 合到左侧时，使用实际电力系统实时数据，此时它就是控制中心系统；当数据链路的开关 K 合到右侧时，使用电力系统模拟数据，此时它就是控制中心系统模型。

5.1　SCADA 系统模型

和本篇第 2 章介绍的 SCADA 系统相同，也可根据现场实际需求有所取舍。AGC 模型也在此模块中。

5.2　EMS 高级应用软件模型

和本篇第 3 章介绍的 EMS 高级应用系统相同，也可根据现场实际需求有所取舍。EDC 和 AVC 模型也在此模块中。

6　培训评估

该模块自动记录培训过程中的各种统计信息。电力系统信息包括：运行中各子系统的频率、发电出力和负荷情况，各厂站的发电出力和负荷总加，各类元件、各电压等级的有/无功损耗排序，各条线路的有/无功损耗排序，各台变压器的有/无功损耗排序，仿真中各元件潮流、电压越界的历史纪录，系统越界预报。还有仿真过程中学员调度操作的记录表、教员操作的记录表、误操作记录表、失电记录表、自动装置动作记录表、继电保护动作记录表等。

根据系统自动记录下来的以上信息，培训评估系统给学员操作和事故处理情况打分。采用“加权扣分法”实现计算机自动打分功能。即首先设定一个基准分，然后根据教案难易确定其难度系数，再根据培训过程中学员的误操作，以及在供电可靠性、安全性、经济性等几个方面的调度失误分门别类，自动加权扣分，给出最终得分，最后给出培训评估报告。可以通过修改系数来达到不同的培训目的，例如培训处理事故的能力时就可以屏蔽经济性扣分。

7　DTS 和 EMS 的一体化

EMS 和 DTS 系统两者使用的数据和包含的功能很多是相同的，同时又有各自的特殊数据和功能要求，两者服务的对象也相同，需要一体化设计。包括：

（1）支撑平台的一体化。采用统一的数据库管理系统、图形和人机交互系统、网络通信系统、进程管理系统等。

（2）应用功能的一体化。EMS 和 DTS 应用系统内部无缝连接，每台工作站可以同时运行 EMS 和 DTS 应用系统。

（3）数据结构和应用程序级的一体化。EMS 和 DTS 应用系统的数据库定义和数据结构保持一致，相同的功能和算法细节采用完全相同的源代码。

上述 3 个一体化层次中，层次（3）是最高程度的一体化，实现了 EMS 和 DTS 在软件上最大程度的可重用性，进一步降低程序的冗余度，提高了系统的可扩展性，模型和算法的改进会同时给 EMS 和 DTS 系统带来益处。由于 EMS 和 DTS 一体化后两者的模型、算法相同，输入数据相同时计算结果也相同。更有意义的是可方便地实现传统 EMS 和 DTS 功能互补，增强原有各自系统的功能。

7.1　将 DTS 功能引入 EMS 以增强 EMS 的功能

将 DTS 中的倒闸操作在线培训功能引入 EMS 的在线潮流计算中，可以实现误操作的报警和闭锁，可以在线校验操作票。

将 DTS 中的动态潮流技术引入 EMS 的在线潮流计算中，使调度员操作中引起的系统不平衡功率由全电网的发电机和负荷共同承担，并根据系统的功频静特性来近似模拟系统的频率变化，这样做更真实。

将 DTS 中的自动装置模拟引入到面向地调的 EMS 中，可在调度员潮流计算中模拟备用电源自投（BZT）等自动装置的动作。过程是：辐射状电网发生 $N-1$ 开断，负荷失电，备用电源自投装置动作恢复负荷供电。这是对常规 $N-1$ 开断安全分析的扩展，是 $N-1+1$ 的安全分析。

将 DTS 中的继电保护模拟引入到 EMS 的在线故障计算功能中来，在线进行继电保护定值校核，等等。

7.2 将 EMS 功能引入 DTS 以增强 DTS 的功能

在线的 EMS 的实时状态估计结果为 DTS 生成完整的实时潮流断面，并保存在教案库中，结合使用 EMS 中的负荷预测和发电计划，这样生成的教案真实、丰富、实用，既可方便地进行在线培训，还可大大缩短准备教案的时间。

将 EMS 中高级网络分析功能引入到 DTS 教员台上，可以实现仿真运行评估系统，例如，利用 EMS 高级应用中的优化工具，评估学员的操作偏离优化结果的程度。EMS 高级应用为教员选择合适的教案事件提供了良好的辅助工具，可提高调度员培训的工作效率，例如：利用自动故障选择功能可自动找出系统安全性的薄弱环节，进而将最严重的开断操作作用于电力系统模型，来考察和培训调度员处理严重事故能力。

一体化系统方便地采用了实际 EMS 软件系统的完整拷贝作为控制中心模型，包括常规的 SCADA 应用和各种 EMS 高级应用功能。被培训的调度员面对这样一个功能完整的控制中心模型，可以得到全方位的培训，培训内容包括 EMS 所有高级应用功能的使用，培训过程中学员可以看到暂稳计算的功角曲线，电压稳定分析中的鼻子曲线等，起到加深学员对电力系统各种事件机理的认识的作用。

7.3 DTS 作为 EMS 的调试工具

EMS 系统在现场投运前，可以利用 DTS 作为系统调试和出厂试验的工具。利用 DTS 模拟实际电网运行状态的变化、RTU 和通道，产生的实时数据，并人工制造发生在电网或远动系统中的各种事件或故障，来全面测试 EMS 在各种情况下的功能和性能。

DTS 系统还可作为实际电力系统的仿真平台用于 EMS 应用软件的研发。

8 面向地区电网的 DTS

不同于网、省级电网，地区电网调度通常不负责发电机调度，它主要管辖和自己供电区域有关的 500/220kV 电网、大量的 110kV（或 66kV）和 35kV 等电压等级电网构成的次输电系统，并可能对部分重要配电网承担调度任务。因此，地区级电网的 DTS 在电力系统模型方面与网、省级电网的 DTS 的不同。

8.1 稳态潮流模型

地区级电网是以 500/220kV 变电站为电源构成的辐射状电网，有时需要采用适合辐射状电网潮流计算的模型和解算方法。

8.2 频率模型

频率计算由省级电网负责。地区电网 DTS 为了提高仿真的真实感，为了模拟低频减载等自动装置，也需要建立频率模型。地区电网中频率模拟的假定条件是：地区电网中发电负荷的变化不足以改变省级大电网的系统频率。

分两部分模拟地区电网的频率：①地区电网与大电网相连部分的频率取自预设在教案中的频率变化曲线，不随地区发电负荷的变化而变化。在培训中，教员还可以根据需要人工修改频率值；②当地区电网发生解列时，不与大电网相连的解列岛的频率模拟则采用与网、省级电网相同的算法来模拟频率的变化。

8.3 自动装置模型

和网、省级电网不同，地区电网的自动装置主要是低频减载、备用电源自投、低压减载、自动重合闸装置等。低频减载的整定和运行主要由省、网级电网调度负责。地区电网在发生解列，出现孤网运行时才需模拟。备用电源自投、低压减载、自动重合闸装置是地区电网自动装置模拟的重点。

8.4 故障仿真

由于地区电网通常不模拟机电暂态过程，其 DTS 中的故障仿真通常采用“故障计算—保护动作—故障计算”的模式进行。具体计算过程如下：

当电网中发生动态潮流程序无法处理的故障时，DTS 自动切换到故障计算模式计算短路电流，采用定值法模拟保护动作；在保护动作和重合闸过程中，不断调用故障计算模块，直到电网中故障被切除且保护不再动作为止；再转入潮流计算模式。

地区电网一般为小电流接地系统，故障计算中考虑了变压器中性点接地刀闸开合和消弧线圈挡位调节的影响，因此，地区电网的接地拓扑有时比较复杂，需要调用拓扑分析模块来自动生成零序网。

8.5 消弧线圈模型

有些地区电网的变压器的中性点是经消弧线圈接地的。消弧线圈的接入不但对不对称故障的计算有影响，而且消弧线圈提供的感性电流可能与线路的充电电容电流发生全补偿，从而发生谐振，为避开谐振点，可以通过调整消弧线圈挡位来实现。

因此，地区电网 DTS 需要对消弧线圈建模。在培训中，一旦电网运行方式发生变化或消弧线圈挡位发生调整，就需要对各电气子区域中消弧线圈补偿容性电流的补偿度进行计算，当补偿度不能满足规程规定时，要给出报警，以便调度员对该子系统中的消弧线圈挡位进行调整，来培训调度员调整消弧线圈挡位和防谐振操作的能力。

8.6 操作培训模型

训练调度员的倒闸操作和故障处理能力是地区电网 DTS 的主要功能，这点和省级以上电网不同，需要对操作模拟中的特殊问题特别加以考虑。

8.6.1 操作安全性校核

模拟中对不符合操作规程的操作给出报警，发生严重误操作时将激发故障。例如：带电合接地刀闸（或地线）、带负荷拉/合刀闸、非同期并列等均在相应的误操作开关设备上激发故障，并详细模拟误操作后继电保护、自动装置动作以及电网发生故障时的过程。

8.6.2 综合调度指令的解析和模拟

根据电网拓扑结构和操作规程，对倒母线、倒负荷、旁路代，变压器、线路、母线停送电/检修等综合令进行解析，同时进行安全性校验，给出相关的安全操作提示，达到自我培训的目的。

8.6.3 小电流接地系统的故障选线

66kV 及以下电压等级的电网通常采用小电流接地方式，系统发生单相接地短路时，故障相电流并不太大，可以持续运行一段时间，但其他两相的母线电压会大幅度升高，容易损坏电力设备。地区级电网 DTS 可以模拟小电流接地系统故障选线的全过程，计算出单相接地故障发生时电网中

的电压和电流分布，同时产生单相接地报警信号，直到学员下令去除故障或跳开故障设备。

8.7　地区电网与变电仿真的一体化

组成地区电网的基本单元是变电站。地区电网调度人员有必要了解变电站设备的运行规程和物理特性；变电站操作人员也需要了解地区电网的全局运行特性。将地区电网 DTS 和变电站仿真系统一体化设计，有利于实现地区电网调度员和变电操作人员协调工作的训练以及反事故演习，可以提高仿真的真实性。

地区电网 DTS 和变电站仿真系统分别独立建立各自的详细模型，仿真过程中地区电网作为变电站仿真系统的外网等值电源，变电站作为地区电网的等值负荷，两者在仿真过程中交互变化的等值信息，各自内部进行详细模型和操作的计算，实现两者电量的一致。

变电站内发生故障时，故障事件处理模块将故障信息传送给地区电网 DTS，启动 DTS 中的故障电流计算，其计算结果下传给变电仿真，刷新盘台；变电仿真同时进行继电保护定值比较，并把继电保护和自动装置的动作信息发送给地区电网 DTS，地区电网 DTS 在前述故障电流计算中，也进行自己内部的继电保护定值比较，最后汇总两者结果决定是否进行新一轮的故障电流计算。

9　多调度中心联合培训仿真和反事故演习

我国电网是分层管理的，各级电网调度中心有各自的职责；同时，各级调度中心之间又需要协调。为提高各级调度中心之间协同处理事故的能力，多调度中心之间的联合培训和反事故演习就显得非常重要。

联合培训和反事故演习的组织形式可以是：国调组织各网调以及直调电厂的联合反事故演习，网调组织各省调以及直调电厂的联合反事故演习，省调组织各地调以及变电站和发电厂的联合反事故演习，以及各地调度组织县调和变电站的联合反事故演习。更高级的联合反事故演习甚至可以发展到全国的联合反事故演习，但是各级别的调度单位只接受其上级调度单位 DTS 下达的协调仿真的命令。

根据实际的要求和具体条件，培训和反事故演习的软件实现模式可以有以下几种（可能会发展出新的模式）：

9.1　模型集中模式

如图 13.4-28 所示，模型集中式的特点是上下级电网调度中心使用的是同一个电网模型。一种模式是上下级电网调度中心都安装有同一个电网全模型的拷贝，联合培训时同时启动，通过事件同步交互信息。另一种是只在上级电网安装有电网全模型的拷贝，下级电网只安装远程终端，联合培训时下级电网通过远程 Web 方式或其他客户端方式访问上级电网的 DTS，在权限规定的范围内，下级电网调度中心可以远程操作上级电网的 DTS。

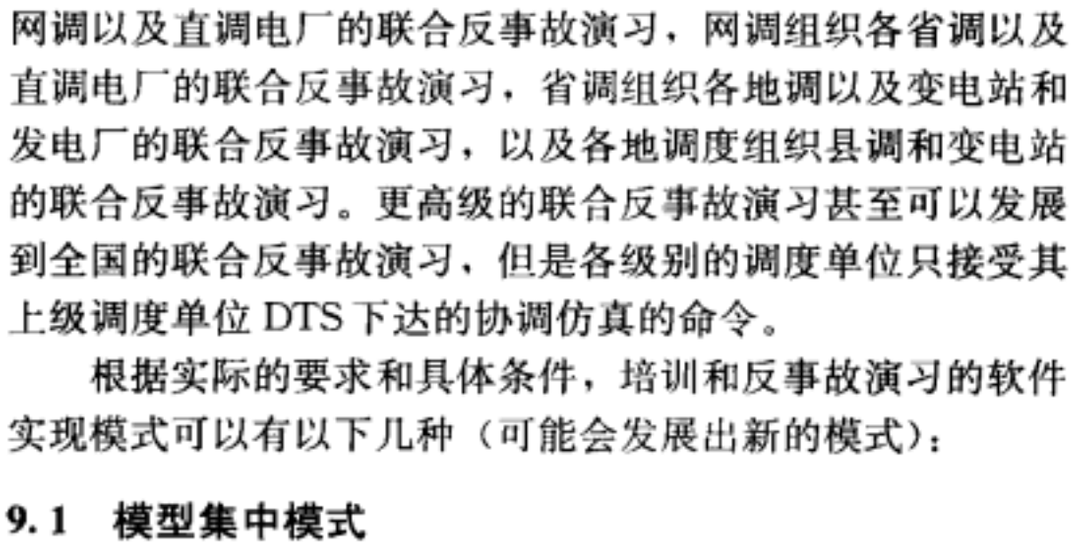


图 13.4-28　模型集中模式的联合培训仿真逻辑结构

模型集中模式的实现形式可以采用客户/服务器模式、浏览器/WEB 模式，也可以通过 X 终端形式实现。

模型集中模式的优点是电网模型详细，如果上下级都用同一厂家的 DTS 软件，这种模式比较容易实现；缺点是服务端需要计算上下级电网全网模型，计算负担重。另一个致命缺点是上下级电网采用的不是同一厂家的 DTS 软件时，上下级使用全模型将涉及多个厂家 DTS 电网模型的合并和拼接，工程实施困难；日常维护全网模型的一致性也比较困难。

当下级电网没有 DTS 时，需要在上级电网中建立该下级电网的电网模型，下级电网通过 Web 方式实现联合培训。对联合培训中不需要进行操作的下级电网，在上级电网可不建立该下级电网的详细模型，下级电网采用纯 Web 方式参与联合培训仿真，这种方式真实性较差。

9.2　模型分布模式

该模式的特点是上级和下级电网 DTS 中各自的网络模型保持不变，平时各自维护各自电网模型，联合培训时各自运行各自电网的 DTS，仅需远程交互少量边界协调信息即可进行联合培训，如图 13.4-29 所示。

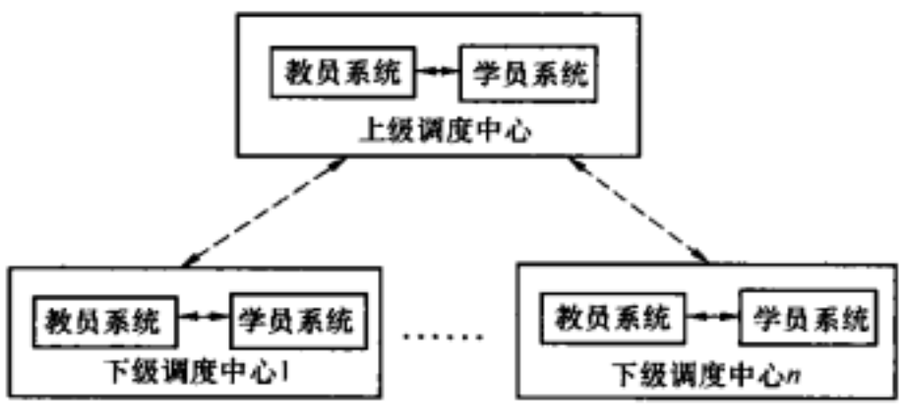


图 13.4-29　模型分布模式的联合反事故演习逻辑结构

这种方式优点明显。原有 DTS 保持不变，即使是不同厂家 DTS 也可以应用。

实现这种模式的技术关键有两点：

（1）如何实现电力系统模型建模和维护的分层管理；

（2）在联合培训过程中，如何实现上、下级 DTS 的电力系统模型的协调。

9.2.1　上下级电网 DTS 中的电网模型的分层建模和维护

上级电网和下级电网按他们单独使用 DTS 时的建模范围和建模深度建模。这时，两者在界面交界处会有重叠。例如，一个 220kV 变电站在省调 DTS 和地调 DTS 的电网模型中可能都出现，只要重叠处两者命名规则相同，计算机可以识别，自动拨冗处理。

220kV 变电站的变压器的高压侧绕组的 P，Q 是省级电网的等值负荷，它由地区电网运行方式决定；220kV 变电站的变压器的高压母线电压在地区电网是等值电源，它由省级电网的运行方式决定。

9.2.2　上、下级电网 DTS 的电力系统模型的协调

以省调、地调 DTS 为例。220kV 变电站的主变是省地调两者电网的重叠部分，被定义为省、地级电网的关口。省地调 DTS 进行如下数据交换，可以达到两者模型协调的目的。

（1）地调电网中的操作和负荷调节会引起关口负荷变化，省调 DTS 跟踪地调 DTS 系统的关口负荷变化以保证两者关口负荷大小一致；

（2）省调电网进行发电机调节，这将引起关口的电压、

相角的变化，地调 DTS 跟踪省调 DTS 关口的电压、相角，确保联络线潮流一致，并按照关口电压计算出本地区设备的电压水平，以此来驱动地区电网 DTS 中的继电保护或自动装置动作；

（3）省调电网负责频率调节，地调 DTS 跟踪省调 DTS 的频率变化，确保两者频率一致，并依此来驱动本地区的频率相关的自动装置的动作；

（4）省、地调 DTS 的设备操作都转换成事件，并发布到省、地调的 DTS 中，通过事件和状态跟踪，实现省、地调 DTS 重叠的电网模型的设备状态同步。

目前，通过 Web 的 DTS 远程联网方式和基于分解协调模式的分布式 DTS 已在国内一些电网调度中心使用，用于进行联合培训仿真和反事故演习。

10 DTS 的发展

随着计算机技术的发展和电力市场化改革引起的电力调度模式的变化，都促使 DTS 的发展，主要表现为：实现和其他系统的标准化集成；适应电力市场化改革的需要的发展；提高 DTS 实用化水平。

10.1 和其他系统的标准化集成

传统 DTS 系统的信息模型、访问接口和通信协议都是私有的，尽管所采用的软件平台符合国际开放式标准，但尚未达到应用层的开放。因此，用户在开发 DTS 系统时，需要依赖原调度自动化系统的开发厂家，集成第三方 DTS 系统的难度较大。IEC 61970 从电网公共信息模型（CIM）、组件接口规范（CIS）和图形交换格式（SVG）等方面给出较全面的标准，为不同厂家系统实现应用层开放和无缝集成提供了技术基础。图 13.4-30 是基于标准化公共信息平台的 DTS 系统集成示意图。

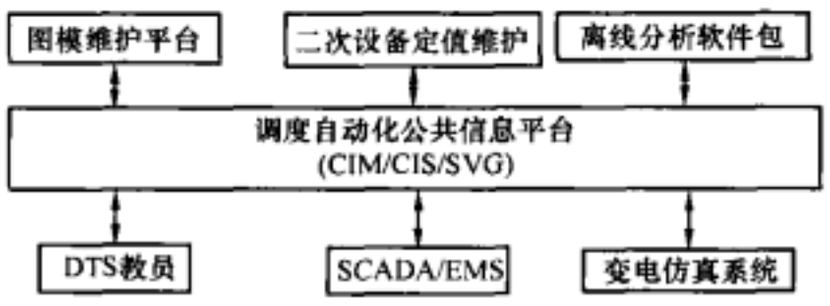


图 13.4-30 基于标准化公共信息平台的 DTS 系统集成示意图

图中，基于 IEC 61970 标准的调度公共信息平台，为 DTS 等应用系统提供信息共享和互操作服务。其电力系统模型、参数和图形由公共的图模维护工具统一建立，实现信息共享，避免了额外的二次维护工作量。

通过标准化集成，其好处除了免维护之外，还大幅度增强了 DTS 系统功能，例如：

1）与能量管理系统（EMS）的标准化集成，实现 EMS/DTS 一体化，其优势已在本篇第 4 章 7 中介绍。

2）与二次设备（含保护和自动装置）定值管理系统的标准化集成。一方面，DTS 系统可从中获得保护和自动装置的当前配置和整定值，实现二次设备模型的免维护；另一方面，利用 DTS 系统，对保护和自动装置定值进行校验，对定值失配、灵敏度不够、躲不开大负荷等情况进行报警。

3）与变电站仿真培训系统的标准化集成。实现电网仿真中若干典型变电站的深度仿真，可有效扩大 DTS 系统的培训范围，也提高了变电站仿真中电网模型的真实性。

4）与离线分析程序（例如 BPA，综合稳定程序等）的标准化集成。一方面，DTS 系统可以自动为离线分析软件提供输入数据文件，减轻离线分析程序收集和调试输入数据的困难；另一方面，离线分析软件可用于校核 DTS 系统仿真计算的正确性和精度。

10.2 适应电力市场化改革的需要

随着我国“厂网分开、竞价上网”等电力市场化改革的深化，各市场主体的市场操作经验和直觉对实现各自的利益至关重要。为了满足调度交易中心的调度员、各市场主体的交易员和市场监管人员的培训和市场研究的需要，电力市场培训仿真系统的研究开发十分必要。

电力市场培训仿真系统是电力市场环境下的 DTS 系统。这里增加需要电力市场模型，包括中长期合约市场、期货（期权）市场、日前市场、实时平衡市场和辅助服务市场等，可模拟单一买主、双边（多边）交易、经纪人等不同的市场交易模式及其混合，重点模拟电力需求的不确定性、价格波动、电网事故、竞争对手的博弈和输电拥塞等场景，使各市场主体的交易员和分析员得到快速有效的培训。详细的介绍参见第 6 篇第 3 章 7 电力市场仿真系统。

10.3 提高 DTS 实用化水平

提高 DTS 的实用化水平有许多工作需要做，包括电力系统的自定义建模、DTS 中可视化技术的应用、用分布式 DTS 进行联合培训仿真和联合反事故演习、扩大 DTS 在各级电网调度中心的应用等。

10.3.1 电力系统的自定义建模

电力系统自定义建模包括一次设备建模和二次设备建模。它可以大大减少对 DTS 编程人员的依赖，用户可以灵活定制满足自己需要的模型，程序的可扩展性好，大大增强了 DTS 的实用性。

所谓用户自定义建模方法是在无需了解内部结构和编程设计的条件下，用户可按自己计算分析的需要，用工程人员熟悉的概念和容易掌握的方法设计各种模型，使其在原则上可以灵活模拟任何系统元件和控制功能。模型不是定制死的，而是可以自定义的，可以像搭积木一样自己组装出自己需要的模型。

以二次设备建模为例。虽然二次设备的实际构成可能很复杂，但不同设备之间往往有相同的功能模块，例如，继电保护装置一般是由采集、启动、闭锁、计算、逻辑、时延和动作等单元组成。因此，可以先将这些单元写成标准程序，放到模型库中，然后用户就可以利用模型库，搭“积木”似地搭出不同的二次设备模型，无需编程就能实现新设备的建模和仿真。

对于复杂的模型，可以引入自定义编程接口的方法来实现。即用户针对新的设备特性或新的控制原理，开发相应的程序，将该程序独立编译成可执行程序或一个动态连接库，然后由主仿真程序调用。这种方法对用户的要求更高，但可扩展性更好。

10.3.2 DTS 中可视化技术的应用

可将本篇第第 3 章 2.4 介绍的可视化技术应用于 DTS 中，在培训过程中使调度员更容易理解电力系统中发生的变化，提高培训效果。

10.3.3 用分布式 DTS 进行联合培训仿真和反事故演习

应用本篇第 4 章 9 介绍的方法，进行多调度中心联合培训仿真和反事故演习，扩大培训面，提高培训效果。

10.3.4　扩大 DTS 在各级电网调度中心的应用

本篇第 4 章 8 介绍了 DTS 在地区级电网中的应用。DTS 在网调、省调、地调等各级调度中心都有应用。在每个不同的调度级别，由于各自职责不同，应用功能的要求也不同，DTS 需要满足相应的功能要求。尽管采用了标准化技术，但是，不同的应用要求不可能用标准化技术来满足。需要开发商和用户密切合作，充分研究自己电网的情况，开发出满足自己电网需要的 DTS。

第 5 章 电网调度中心的其他应用子系统

电网调度中心全面负责电网的运行调度和控制，随着各种先进技术在电网调度中心的应用，电网的安全经济运行水平有了很大的提高。除了作为核心功能的 SCADA/EMS/DTS，电网调度中心还有其他应用功能，辅助对电网的指挥调度和控制。其中水库调度自动化系统用于监视和调控水库的蓄水和用水情况，辅助水电发电计划的制定和实施；雷电定位系统实时确定雷击位置，帮助确定雷击故障点；继电保护故障信息管理系统全面管理继电保护、安全自动装置、故障录波装置等记录下来的故障信息，以便调度人员及时、快速地处理故障，恢复电力系统正常运行，并帮助进行事故后分析。调度信息管理系统为调度中心的各个职能科室提供办公业务服务。广域测量系统是新近发展起来的应用系统，实施对电网动态行为的监视。

这些功能各异的应用系统在电网调度中心的成功应用，有效的提高了电网调度控制水平。

1 水库调度自动化系统

1.1 概述

电力系统中有大量的水电站，对水电站的发电行为进行指挥调度是电网调度的重要内容，这就需要对水库的蓄水和用水情况进行实时的监控和调度，水库调度自动化系统就是为这一目的设计的。

水库调度自动化系统简称水调自动化系统，其基础是水电厂水情自动测报系统，其水电厂水、雨、工情数据全部来源于该系统。水电厂水情自动测报系统从 20 世纪 80 年代起步，发展至今，目前大中型水电站都建立了水情自动测报系统，为水电厂防汛和经济运行发挥着重要作用。水情自动测报系统具有数据自动采集及处理、系统监测及报警、数据管理、水务管理、水文预报、水库调度方案分析计算等功能，能实时监测水电厂水、雨情信息，结合预报模型，科学进行水文预报，提供洪水调度方案，大大提高水电厂洪水预报精度，为防汛决策提供科学依据。

随着大电网的形成，水电站水库调度从单库调度，逐步发展到多库联合调度，电网调度人员可以及时了解全网水电厂水情信息，及时做出水库调度方案。为了让已建成的水情测报系统发挥更大的作用，在更大范围里实现水情数据共享，实现水和电信息联合使用，以期实现梯级水电联合调度、跨流域水电站补偿调度和水、火电联合调度等功能，从而实现更大范围的资源优化，取得更高社会效益和经济效益，原电力工业部提出要在水电比重大的网、省公司逐步建立水调自动化系统的要求。1997 年 2 月，原电力工业部颁发的《全国电网调度自动化“九五”计划纲要》中明确了国调、相关网调及省调必须建设水调自动化系统。国调中心于 2000 年 5 月颁布了《电力系统水调自动化功能规范》和《电力系统实时数据通信应用层协议 DL476—1992 在水调系统中的应用》，并于 2001 年 5 月颁布了《电网水调自动化系统实用化要求和验收细则》，为规范发展水调自动化系统提供了依据。国家经济贸易委员会于 2002 年 6 月颁布实施的《电网与电厂计算机监控系统及调度数据网络安全防护规定》对水调自动化系统的安全防护提出了明确要求。目前，水电比重较大的网、省调基本建成了水调自动化系统，并上联国调中心，初步形成全国水调自动化系统联网，其中福建、东北、华中、甘肃、西北水调自动化系统先后通过了实用化验收。

水调自动化系统主要是进行与水库运行有关的监视、预报、调度和管理的自动化系统。该系统依靠先进的数据采集和传输技术，及时获取水电站和相关系统的实时水文、气象、电力和水电站运行信息，基于对历史资料的分析处理，结合数学模型，进行在线水文预报、调洪演算、优化调度和水务综合管理等，提供满足防洪、发电及其他综合利用要求的水库调度方案。

1.2 基本功能

水调自动化系统的水、雨情数据基本来源于水电厂水情自动测报系统。水电厂大多数比较偏远，通信条件较差，所需数据种类较多，包括气象、水文、电力信息，包括遥测信息、闸门状态等类型。面临的问题是：大多数水电厂水情自动测报系统实时数据是采用自报方式，数据的时标是随机的，数据误码较多，数据处理较为复杂；水文数据的计算，如流量计算，虽然遵循水量平衡原理，但各个水电厂的具体计算方法特别是对异常情况的处理存在差别，计算精度差别较大；各个水情自动测报系统对外的接口没有统一的规范，各水电厂的洪水预报系统没有统一的规范，有的甚至没有考虑对外接口的问题，必须将不同数据传输规约转换成统一的应用层协议；水文数据需要较长时间的历史数据，可能达到百年以上，要求数据库能够提供大数据量的存储和检索能力，并有足够的数据存取速度；水调自动化系统涉及的对象种类繁多，对象结构复杂，人机界面表达较难处理；水调自动化系统是由多个分中心站组成，必须要保持多个分中心站系统间的数据一致，多级数据库同步更新，特别是水文数据存在整编数据，事后订正时必须保持多个分中心站一致。因此，水调自动化系统的建设与其他实时系统存在较大差别，必须很好地解决上述问题。

根据国调中心颁布的《电力系统水调自动化功能规范》及《电网水调自动化系统实用化要求和验收细则》，水调自动化系统的基本功能为：数据采集及处理、安全监视、数据库管理、人机联系、水库调度应用、数据通信及其他。

1.2.1 数据采集及处理

采集重点水电厂水雨情、闸门状态、水文预报结果和水务计算结果等数据，包括水位、雨量、水文预报、遥测站工作状态、发电流量、弃水流量、出、入库流量、闸门启闭等数据；从 EMS 中采集重点水电厂机组运行信息和全网水电功率总加信息；接收或采集卫星云图及天气预报等气象信息。实现对系统多种来源、不同类型的数据进行在线实时采集，并根据不同的应用需求对采集到的数据进行合理性校验，将处理过后的数据写入系统数据库或在网络上进行发布，对超过预先设定的报警限值的数据进行报警。

数据处理主要实现对系统采集的多种来源、不同类型的数据依据应用要求进行自动加工处理，包括水情数据、机组数据处理和水务自动计算处理等。如从实时水位、流量、雨量数据中，分别提取出时段、日的平均值、最大值、最小值及其发生时间等特征量，作为历史数据存放到数据库中，自动实现从各种水文实时数据到时段历史数据的处理。水务自动计算处理是根据水量平衡原理，采用系统水文遥测数据、EMS 机组运行数据、闸门运行数据等，依据多种资料（如库容曲线、出力—水头—流量关系曲线等），按指定的时间间隔自动定时进行计算，给出入库流量、出库流量、泄洪流量、发电流量、耗水率、流域平均降雨等结果。

1.2.2　安全监视

实时监视重点水电厂水雨情、闸门启闭信息、水文预报结果和水务计算结果和机组运行信息等，对水位、雨量、流量等要素实现分级越限报警；监视计算机广域网中重要设备的运行状态。报警系统可以实时在线监视系统各种动态数据、应用软件、各个节点和网络情况，根据预先设定好的报警项目、报警限值和报警级别，发现有异常即自动报警。报警方式可以根据发生的异常情况是否重要，选择监视屏幕画面报警、声音报警或电话、传呼自动报警，并可以远方查询报警信息。

1.2.3　数据库管理

数据库管理是水调自动化系统的核心部分，采用技术先进、符合国际标准、功能强大、易于开发和管理的大型关系型数据库管理系统。数据体系结构在整体上采用集中式的管理、分层分布式应用的数据库结构。一般设置一个主、备冗余的公用数据库管理系统，负责对水调自动化系统中各分中心站和其他气象、防汛部门的数据采集和交换，进行实时数据和历史数据管理，并支持中心站基于客户/服务器方式下的各种不同的水调数据库的应用，如发电计划编制、水务综合计算、优化调度等。根据数据种类分别建立各类数据库或数据库表；可灵活地对数据库中的数据进行增加、修改和删除；具备数据自动转存和导入导出功能；提供面向高级语言程序的数据库访问接口和水调应用软件标准输入输出接口。

1.2.4　人机联系

通过图形、报表等方式显示重点水电厂雨情、水情、水文预报结果、调洪演算结果以及发电信息、调峰弃水损失电量等；可对画面、报表、数据等进行在线编辑、修改；对越限报警进行处理；根据需要，可进行各种异常及事故打印、计算统计报表打印和画面拷贝。

1.2.5　水库调度应用

计算重点水电厂调峰弃水损失电量、可调出力、期末蓄能值；计算重点水电厂节水增发电量及水能利用提高率；对实时信息、历史资料等数据进行年月统计分析；编制水电厂单厂或梯级水电厂的洪水调度方案；编制水电厂（群）发电调度计划；进行重点水电厂的中、长期水文预报。

水电厂调峰弃水损失电量计算方法依据原国家电力公司 2001 年 3 月颁布的《水电厂调峰弃水损失电量计算办法》计算；水电厂节水增发电量按照国家电力调度通信中心推出的标准计算程序计算；常规洪水调度方案编制，一般采用水库水位控制、泄量控制和预报预泄三种模式对入库洪水进行调度；中、长期发电计划一般依据常规水库调度图结合水情预报编制，或结合优化调度成果编制，优化调度一般采用动态规划或大系统分解协调等方法；中、长期水文预报一般采用基于时间序列分析的预报模型、人工神经网络（ANN）、灰色（Gray）、小波（Wavelet）预报模型，或其他预报模型；洪水预报一般采用新安江二水源或三水源预报模型。

根据国家电力调度通信中心制定的电网水调自动化系统实用化要求，水电站水库（群）优化调度不作为水调自动化系统的必备功能。

1.2.6　数据通信及其他

与上级水调自动化系统及其他系统进行通信或信息转发。可对系统进行远方查询、诊断；支持 Intranet，可用浏览器方式查询数据、图表，实现 Web 查询。

结构采用 Client/Server（客户/服务器）模式，传输层、网络层采用 TCP/IP 协议，应用层协议采用 DL 476—1992《电力系统实时数据通信应用层协议》和《电力系统实时数据通信应用层协议 DL 476—1992 在水调系统中的应用》。数据通信系统一般分为通信传输客户端和通信传输服务端两个部分。

通信传输客户端主要实现如下功能：从命名管道接收实时数据（水位、雨量等）并实时传送到中心服务端；定期检测洪水预报文件，完成洪水预报结果传送；传送调度命令、调洪演算结果、水务计算及闸门设置等数据；接收中心转发的各类数据（如发电计划、调度命令等）；具有数据缓冲功能，在广域网络通道情况较差时，将要进行远程传输的数据暂时缓存起来，待通道恢复正常后，立即将缓存的数据进行补传。

通信传输服务端主要实现如下功能：通过广域网络接收通信客户端传送过来的各种运行数据（水位、雨量、水务计算结果和洪水预报结果等）；采用 DL 476—1992《电力系统实时数据通信应用层协议》与各级 SCADA/EMS/机组监控系统完成数据交换；处理分中心各个节点之间的数据转发。

1.3　基本结构

根据统一调度分级管理的原则，水调自动化系统分为四级，即国调级、网调级、省调级和水电厂（站）级水调自动化系统。

各级水调自动化系统以水电厂水情自动测报系统为基础，直调水电厂通过电力数据网、微波或租用卫星等通信方式按规定给上级调度（网调、省调或国调）上传有关水情数据，相关网、省调处理并按规定转发上级调度所需数据，国调水调自动化系统为最后一级。数据通信协议采用国调中心于 2000 年颁布的《电力系统实时数据通信应用层协议 DL 476—1992在水调系统中的应用》，数据传输的类别、频度等要求按国调中心 2004 年 6 月颁布的《国调水调自动化系统运行管理规定（试行）》执行，相关网、省调参照此规定执行。

水调自动化系统局域网一般建立在 DMIS 基础上，电力数据来源于 EMS 系统，与防汛、水文、气象部门有联结，并建立水调 Web 系统，对外提供浏览服务。EMS 在安全区Ⅰ，水调自动化系统在安全区Ⅱ，DMIS 在安全区Ⅲ，各区之间采取有效隔离措施。由于水调自动化系统中的电力数据来源于 EMS，气象数据来源于气象系统，部分电力数据来源于 DMIS，Web 对外发布依靠 MIS，因此，为确保各个子系统的安全运行，必须采取有效的安全隔离措施，以保证数据的正常传递。图 13.5-1 为一个网调的典型的水调自动化系统拓扑图。其中虚线框中是水调自动化系统，它和安全区Ⅲ的 DMIS 系统之间通过物理隔离装置隔离，它和安全区Ⅰ的 EMS 之间通过防火墙隔离。

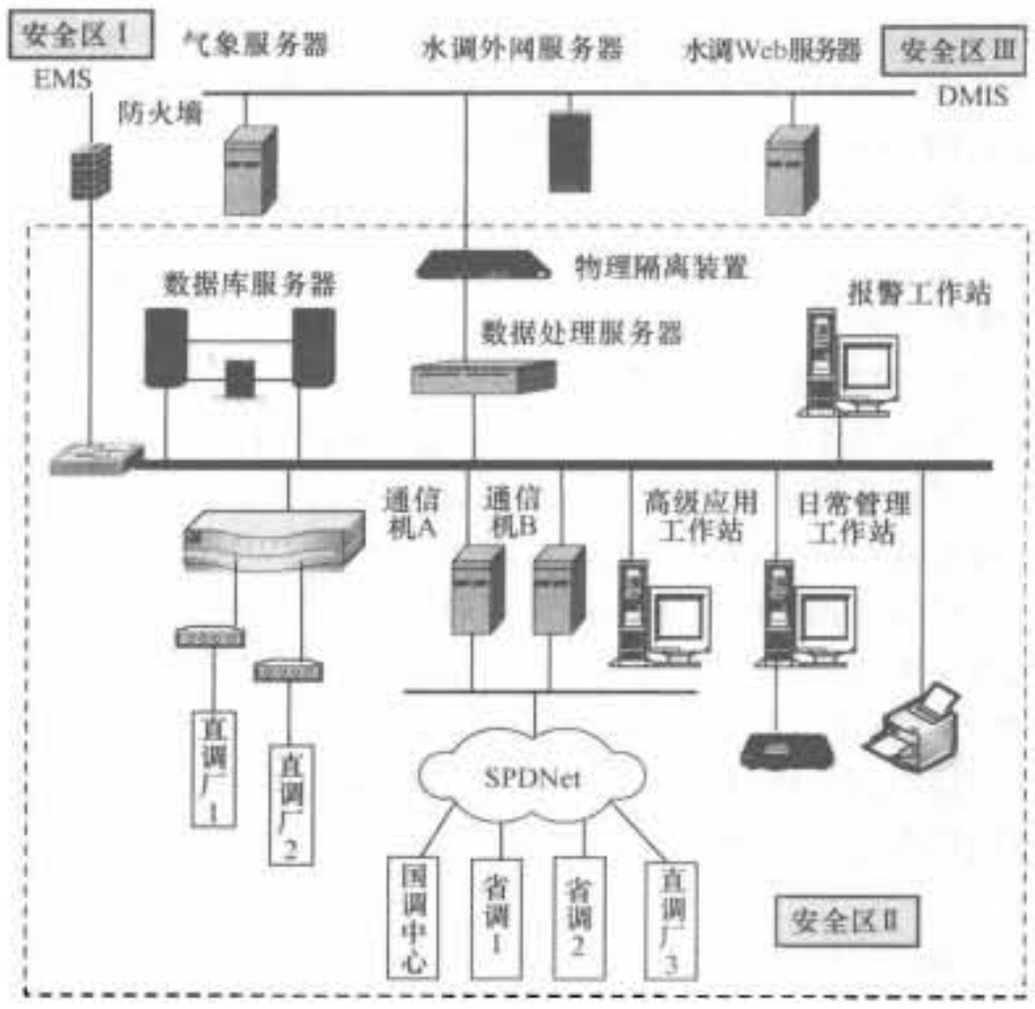


图 13.5-1 一个网调的水调自动化系统拓扑图

1.4 未来发展

水调自动化系统在水电厂水情自动测报的基础上，采用了先进的计算机及网络通信技术，形成联结四级调度的水调自动化系统的广域网。各级水调自动化系统共享水情、气象、电力数据，为水库发电、防洪提供了科学手段，在电力生产中发挥了重要作用。

随着计算机技术的发展和水调自动化系统的逐步联网，以及电力市场的逐步形成，水调自动化系统将由简单的监视报警功能发展为具有许多新的分析和决策功能。包括水电厂中长期水文预报、水电站水库群跨流域补偿优化调度、水库调度经济效益分析与评估、水电站三维视景仿真、水电与电力市场等方面的高级应用功能的交互等，水调自动化系统高级应用功能也将逐步实现实用化。

2 雷电定位系统

雷电定位系统 LLS（Lightning Location System）是一套全自动、大面积、高精度的实时雷电监测系统，能实时遥测并显示云对地放电（地闪）的时间、位置、雷电流峰值和极性、回击次数以及每次回击的参数。LLS 给出的雷击点的分时彩色图能清晰的显示雷暴的运动轨迹。LLS 的雷电预警、监测及防护功能为电网调度提供辅助信息，为电网的安全运行服务。

2.1 LLS 的构成与原理

2.1.1 系统构成

LLS 的组成框图如图 13.5-2 所示，它主要由四部分构成：即①探测站；②数据处理及系统控制中心（简称：中心站）；③用户工作站；④雷电信息系统。除此之外，通信系统是组成 LLS 的重要支撑环节，目前广泛采用了光纤、微波、卫星、网络及电信的非对称数字环路 ADSL（Asymmetric Digital Subscriber Line）和移动的通用无线分组业务 GPRS（General Packet Radio Service）等多种通信手段。

探测站由电磁场天线、雷电波形识别及处理单元、高精度晶振及 GPS 时钟单元、通信、电源及保护单元构成。它测定地闪波的特征量并输出：每次回击的到达时间（10^{-7} s）、方向（正北向为 0°）、相对信号强度（反比地闪距离）等，

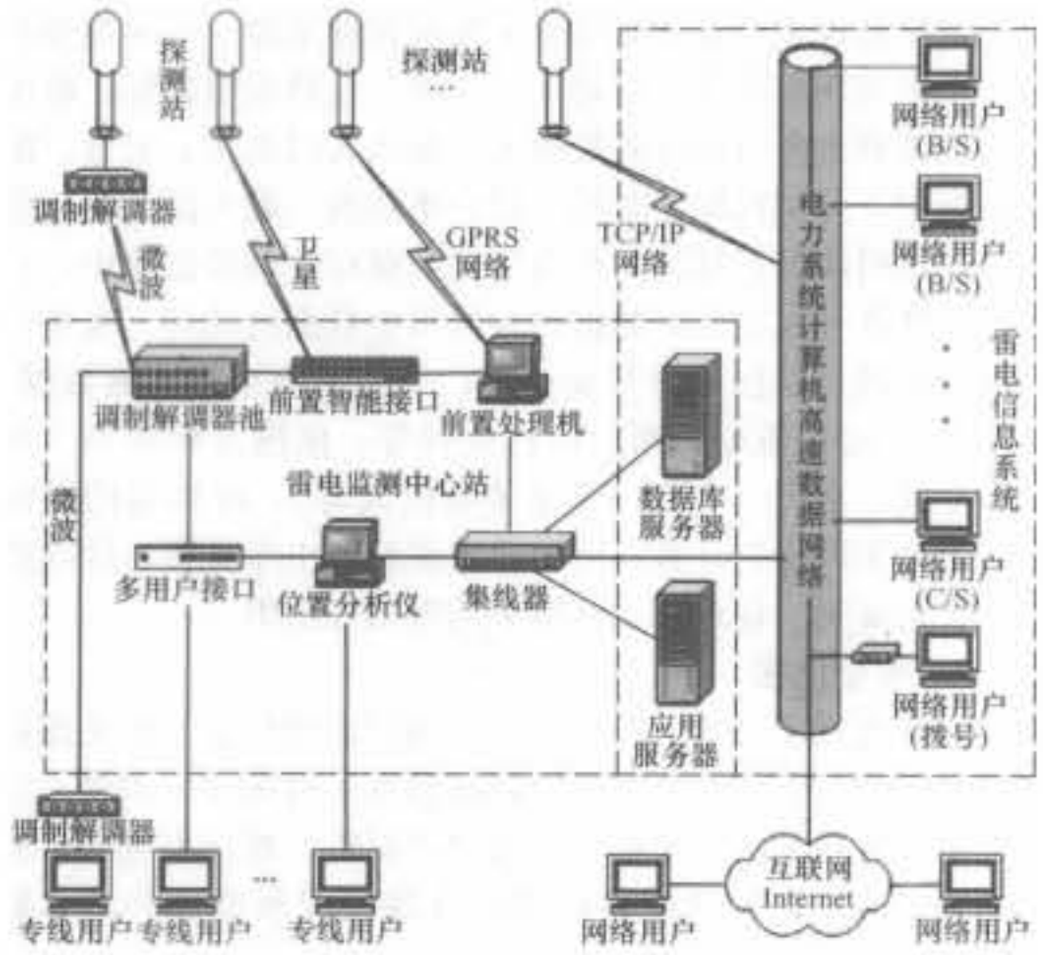


图 13.5-2 LLS 构成示意图

并将原始测量数据实时发送到中心站。中心站前置处理机接受和处理多路探测站接收到的信号，并送给中心站的分析主机进行定位计算。中心站将定位计算的结果（地闪的时间、位置、雷电流峰值和极性、回击次数等）发给用户工作站、数据库和网络应用服务器。LLS 用户终端有三种结构方式：专业级实时用户工作站、客户/服务器网络系统和网站式开放型用户终端。

2.1.2 技术原理

2.1.2.1 雷电探测

雷电发生时会产生强大的光、声和电磁辐射，最适合大范围监测的信号就是电磁辐射场。雷电电磁辐射场主要以低频或特低频 LF/VLF（Low Frequency/Very Low Frequency）沿地球表面方式传播，其传播范围可达数百公里或更远，取决于其放电能量。地闪和云闪是雷电放电的主要形态，地闪危害地面物体安全，地闪由主放电和后续放电构成，现代观测表明，有超过 50%后续放电在接近地面时会挣脱主放电通道，形成新的对地放电点。

LLS 是采用多个探测站同时遥测雷电 LF/VLF 电磁辐射场，剔除云闪信号，对地闪进行定位。探测站的宽频（1kHz～1MHz）天线系统和专门设计的电子电路，识别地闪信号并对地闪的每次回击波的峰值采样，使测量值对应回击波形成的开始部分，亦即对应相当垂直的回击通道的较低部分，这时相应的电离层折反射、通道的水平分支的影响最小，从而在理论和技术上保证测量雷击点和雷电流峰值的准确性。

2.1.2.2 定位方法

LLS 多站典型定位方法有定向法、时差法和综合法三种。

（1）定向法。

定向法原理：地闪磁场辐射波穿过探测站的正交框形天线，在南北与东西向天线（对应 X-Y 轴）产生的磁场强度 H_{NS}和 H_{WE}，测量 $\tan\alpha = \frac{H_{NS}}{H_{WE}}$，即可求得雷击点 A 相对于探测站的方位角，用二个探测站的坐标和方位角即可求得 A 点坐标。用较多观测量可平差求最优值并估计误差，其定位原理见图 13.5-3。

定向法是 LLS 早期采用的定位方法，测向精度受雷电电磁波传播路径和探测站场地误差影响，实际运行的定向定

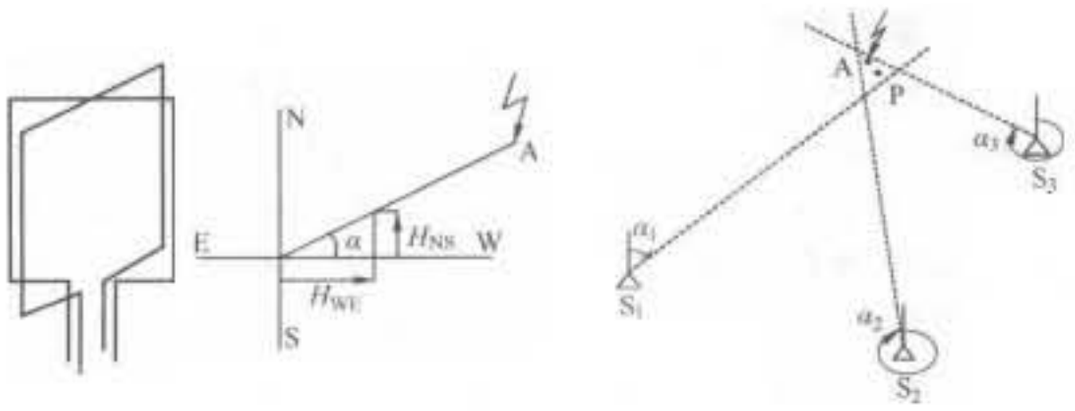


图 13.5-3　定向法的定位原理

位系统有 5°～7°测向误差，导致定位误差超过 10km。

(2) 时差法。

其定位原理如图 13.5-4 所示，图中 A、B、C 代表探测站，设 P 为地闪位置，测量发生在 P 处的地闪到达探测站的时刻，每两站有一个时间差及对应的距离差，构成一条双曲线，雷击位置位于这条双曲线上的某一点。当第三个探测站符合定位条件时，构成了另一条双曲线，二条双曲线的交点 P 即为雷击点，而 P′是两条双曲线另一个数学解，即雷击点假解。四站及以上系统能剔除 P′假解，可平抑误差求最优值并估算精度。

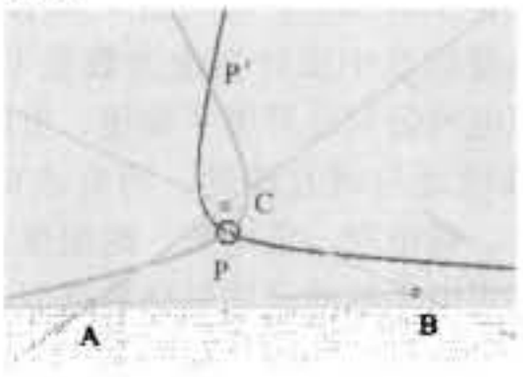


图 13.5-4　时差法定位原理

时差定位系统的定位精度主要取决于时钟同步技术与时钟标定技术。目前，以高稳恒温晶体和 20～50ns 的 GPS 授时模块为核心部件构成的授时钟完全能够实现 10^{-7}s 精度，时钟同步已成为成熟技术。相比时钟同步，雷电波到达时刻的标定技术更为关键。频谱丰富的雷电波在传播过程中衰减变形影响，使到达各个探测站的地闪回击特征波波峰点产生不同的后移畸变，导致波峰点时钟标定达微秒级误差。我国有两种方法解决雷电波时钟标定误差，一种是特征点实时标定技术，另一种是波形反演方法。特征点实时标定技术是依据雷电波主特征频点传播性能优于全信号特性，采用硬件窄波滤波方法摘取雷电波主特征信号点进行标定，其特点是探测与时间标定同步，减小 75%波峰点时间标定误差。波形反演方法是依据探测站遥测的地闪特征波和传播距离，在基于对传播路径、媒介的设定条件下，对地闪特征波峰值点进行反演后再进行时钟标定修正，该方法的难点是需要建立雷电波传播路径、传播媒介等的反演模型。目前我国正是由于采用这两种时间标定技术的 LLS 并存，导致不同探测站的原始信号不能共享。

(3) 综合定位法。

定向法的测向误差较大，但需要的观测量较少；时差法定位精度高，但需要观测量较多。将二者综合起来优势互补，而且在一个站上同时获取方向和时间观测量，不仅增加观测量可以提高精度，还可以解决某些特殊问题（如剔除 P′假解）。综合法是当前使用最广的方法，我国电网的 LLS 有 90%以上均采用综合定位法。

2.1.2.3　雷电流峰值计算模型

LLS 输出的雷电流峰值的计算模型是根据学者 Uman 提出的地闪回击场电流模型建立起来的，采用下式计算：

$$I = AS_{RN}$$

$$A = \frac{2\pi C}{knsu_0 V}$$

其中 A 是一个常系数式中：C 为光速；V 为地闪回击场的回击速度，一般取 1.3×10^8m/s，小于光速；μ_0 为空气磁导率；n 是天线线圈匝数；s 是天线面积；k 为积分器放大倍数。

S_{RN}是探测站信号强度的归一化值：

$$S_{RN} = U\left(\frac{r}{100}\right)^b e^{\left(\frac{r-100}{\lambda}\right)}$$

式中：U 是常数；r 是雷击点到探测站的距离；b 和 λ 是需要和雷电流直接测量值比对后选取的，利用 391 次高塔雷电流实测值和 LLS 在同一处的计算值进行比较，推荐 b 取 1.13，λ 取 100 000。

2.2　系统设计要点

LLS 设计要点归结为系统技术指标、探测站布置和站位场地的选择。

2.2.1　关键技术指标

定位精度和探测效率是评价 LLS 的关键技术指标。我国已实现了对电网雷击探测效率大于 90%、定位误差小于 1km 的实用化指标，该指标以及 1997 年、1998 年广东火箭引雷试验结果，与国际上公认的火箭引雷试验场检测指标完全一致。

理论上讲，雷电探测站探测半径有 400km，在其探测区域里，雷电探测效率≥90%，但由于场地无线电背景噪声会抬高探测站的噪声门限值，探测站会漏测远处的小雷电信号。在幅值一定情况下，探测效率与传播距离成反比。饶击雷害事故占到高压输电网雷击事故一半以上。因此，在电网应用中尤其应重视对 LLS 监测小幅值雷电信号的需求。通过对多年来全国电网 LLS 数据的观察和分析，有了如下近似统计数据：在 150km 探测区域内的雷电探测效率≥90%；在 150km≤探测半径≤200km 区域内的雷电探测效率≥80%；实际运行系统的多年雷击线路故障点定位的网内误差≤1km。

2.2.2　探测站布置

探测站布置（布站）的几何图形直接涉及系统的有效覆盖区域和定位精度。模拟计算显示（见图 13.5-5）：当探测站呈正多边形布置时，高精度探测覆盖区域最大，而当探测站呈直线布置时，高精度探测覆盖区域最小、探探盲区变大。就省域电网而言，将探测站以合适站距（150～200km）沿着电网的外包络线布置，联合网内布置的探测站，LLS 就能够以较高的探测效率和定位精度覆盖要求监测的电网。

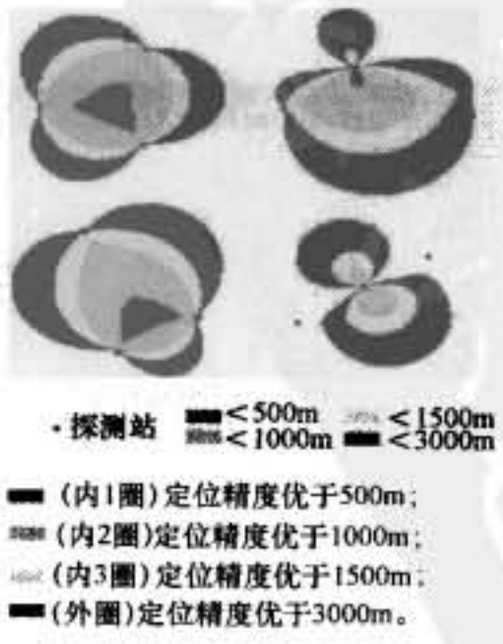


图 13.5-5　布站几何图形与定位精度的关系

2.2.3　站位场地选择

当地形相对雷电脉冲波波长的起伏及沿路径的变化率较

大时，雷电波的幅度和相延相应出现起伏，当地势随距离变化为正斜率（山峰前），相对于平坦地面幅度变大而二次相延变小，反之则相反。斜坡前波场的幅、相都是波动的，而坡后远离地形起伏区一定距离，波场的扰动则迅速减小。因此，从理论上讲探测站应尽可能远离山峰（因为不可能要求雷击点远离山峰）。影响雷电测量精度的另一因素是靠近站位的金属构架、输电线、钢筋混凝土建筑物，它们引发的多径时延散布特性与有效多径分量对定位精度会造成较大影响。能忽略上述影响的布站经验公式是：遮挡物与探测站（净高 1.7m）两者之间的净高 H 和两者之间的距离 L 之比 $L:H\geqslant 100$（见图 13.5-6）。在我国电网内选站一般是围绕电力系统通信资源和物产地，通常很难满足上述要求。根据国内已建 LLS 的运行数据，认为 $L:H\geqslant 30$ 是选站应满足的基本要求。

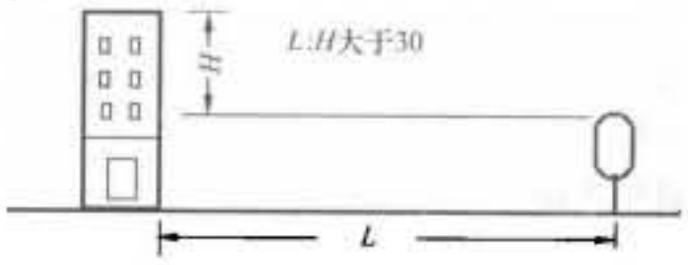


图 13.5-6 遮挡物与探测站最小距离示意图

场地无线电背景噪声是站位选择的另一个重要因素。探测效率与探测站安装场地的无线电噪声强度成反比例。对应于高增益探测站，其站址周围的无线电噪声换算成磁感应电动势量，要求不大于 100mV。一般不应在 220kV 及以上变电站这种强电磁环境中选址，必须对选择的场站的具体点位进行无线电干扰水平测量。

2.3 在电网中的典型应用

2.3.1 雷击故障点快速定位

与传统手段相比，LLS 在秒级时间内就能定位雷击故障杆塔或雷击点，极大提高了巡线工人劳动生产率。典型应用如图 13.5-7 所示，该图为 1997 年香港回归，广东电网保电时 LLS 快速查找 500kV 线路雷击故障点实例。图 13.5-7 显示的是：1997 年 7 月 1 日 6 时 39 分广东电网惠增 500kV 线路跳闸强送成功，值班调度立即从雷电定位系统显示终端查找到：6 时 39 分有一次强度为 145kA 负极性雷击发生在惠增 500kV 线路 91～94 号杆塔。调度随即下达了即刻查找惠增 500kV 线路 91～94 号杆塔雷击故障位置的指令，2h 后将找到 93、94 号杆雷击故障点报告到中调，有效地保证电网安全运行和香港回归时安全供电。

LLS 已成为我国 110kV 及以上电网雷击故障定位的常用技术手段。



图 13.5-7 实例雷击故障点快速定位实例

2.3.2 雷击事故鉴别和防雷水平评估

LLS 已成为我国电网雨季雷电高发期事故鉴别和防雷水平评估实用手段。过去在雷雨季，电网事故无论是否经现场查找，往往会定性为雷害事故，这样就可能未及时发现和处理非雷击事故，造成更严重的电网事故。现在，电力公司在电网事故处理程序中，都明确将 LLS 作为事故鉴别第一手段，查看在故障发生时间里故障点或线路走廊是否有雷电活动，若有雷电，依据故障时间的 LLS 信息去查找雷击故障点。若无雷电，应立即查找非雷击故障。

过去，由于不掌握雷电活动，工程上对许多防雷措施无法评价，妨碍电网防雷措施改进与实施。现在，LLS 能对任意区域、线路走廊实施全自动、大面积、高精度、实时雷电监测，并能统计分析任意区域、线路走廊雷电活动频度、强度，结合任意区域、线路走廊的雷击故障事件进行雷电频度、密度、强度统计对比分析，可方便实现对防雷设备或措施的功效评估。

2.3.3 雷电参数统计

LLS 测量的地闪时间和位置、雷电流幅值和极性等数据受到了防雷设计工程师的广泛关注，从长时间、大范围、全自动监测的海量信息中统计雷电参数是 LLS 最具潜力的应用领域。国家电网公司已开展了福建、重庆、陕西等不同地域的雷电参数统计与研究课题，研究表明，LLS 监测数据是统计雷电日、雷电时、雷电数、地面落雷密度、雷电流幅值概率分布等雷电参数的适用基础数据源，能够填补了我国雷电参数空白。

对基于 LLS 监测数据统计雷电参数，要特别注意统计样本分析。可采用重算 LLS 原始数据、用不少于 3 站来定位数据，对 3 站双解汇聚区域进行了强制剔除。对需计及地面落雷次数的统计样本，参照雷击事故检测率订正探测效率，统计样本分主放电和次续放电。

2.3.4 LLS 联网工程

经过十多年不断研发和推广，我国电网目前已有 25 个省公司采用了 LLS。2006 年 8 月，由国家电力调度中心和国网武汉高压研究院实施了国家电网公司 LLS 联网工程，实现了华北、华东、华中、陕西电网 16 个省（自治区）LLS 联网运行，预计到 2008 年，随着西北和东北电网 LLS 建设和完善，还将联网接入 8 个省（自治区）LLS，LLS 将会在电网中获得更加广泛的应用。

2.3.5 应用中的几个问题

LLS 的应用现已达到高度自动化和图形化程度，用户使用方便。但 LLS 涉及雷电物理、GPS（Global Positioning System）、GIS（Geographic Information System）及雷电脉冲波遥测等诸多领域的高新技术，用户的理解和接受需要一个过程，这里讨论应用中的几个典型问题。

2.3.5.1 时钟同步是雷击故障点判定的必要条件

如果 LLS 显示的雷击点在输电线路旁，而不是刚好在线路上，这并非异常。LLS 不同于传统意义上的线路行波测距设备，它是在地球表面遥测闪电产生的电磁脉冲信号来确定闪电位置，因此存在定位误差是正常的。在定位误差范围内，判定雷击故障点的充分必要条件是跳闸时间与 LLS 显示的雷电信息两者精确同步，时钟同步精度最好在秒级或更优。在雷季，一分钟可能会在同一条线路上出现多个的雷电，精确同步的时钟是实现 LLS 快速查找雷击点、减轻巡线工作量的前提条件。实现变电站 GPS 统一对时，是 LLS 应用中急需解决的配套问题。

2.3.5.2　雷电日统计方法

不同于传统气象站靠人耳监听 8～20km 范围的雷电，一套中等规模的 LLS 就能全天候、全自动记录一个省域的地闪放电，因此，LLS 不能简单照搬雷电日是“该日中发生过闪电雷鸣”定义，不要将一个省的有雷天数误为该省雷电日参数。正确的方法是用网格法统计雷电日，对选定区域进行等面积划分网格，即设每个网格为一个雷电测量单元，统计方法同气象观测站：每个网格每天出现一次雷电，即为一个网格雷电日；按整时划分雷电小时，记为网格雷电时。先统计每个网格的年平均雷电日、年平均雷电时，再对选定区域全体网格求均值，即可统计出该区域年平均雷电日、年平均雷电时。

网格法雷电日统计的基础是比对传统气象资料，统计区域的长期气象雷电日资料是选定网格法的网格大小的参考标尺。

2.3.5.3　雷电流幅值误差

雷电流峰值计算方法是基于 Uman 地闪回击场电流模型的，而 Uman 模型是基于以下假设：回击通道垂直于地球表面，地表可看成是平坦的无限大完全导体平板；假设电流在回击锋面下以一定速度传播且等于回击速度；假设在回击锋面之上电流为零。由此可知，引起 LLS 雷电流峰值误差的主要因素是：① 地球表面因存在曲率变化，大于 30km 时不能视为无限大平板；② 地表影响系数（即辐射场信号强度衰减程度）其值域在 0～2 之间，和地表电导率成正比，和距离成反比；③ 回击速度并非恒定，而是受电流大小以及受先导离子分布影响，其值变化范围为 1/3～2/3 光速。

目前还无法准确量化这些引起 LLS 雷电流峰值误差的因素，因而亦无法给出每次电流值的误差，但用统计学观察，雷电流幅值的概率分布是服从统计规律的，可供工程应用的。

Uman 模型是 Uman 于 1975 年提出的，以后经不断改进又有新的雷电流计算模型产生，但就工程应用而言，Uman 模型目前仍是一种最简洁的模型。Weidman 和 Willett 等在 1988 年分别对 Uman 模型进行了验证，他们的测量结果表明，在回击的起始数微秒内 Uman 模型还是比较准确的，随时间的延长，误差逐渐增大。对于雷电峰值电流，因为测量对应的时间较短，仍可沿用简单公式，但应该进行广泛的实验校核。目前，校正 LLS 雷电流误差的有效方法是通过直击雷测量（如：火箭引雷、高塔观测等）进行比对，这是我国在大量应用 LLS 的今天需要面临重大课题。

3　继电保护故障信息管理系统

3.1　概述

随着计算机和通信技术的发展，微机型继电保护、安全自动装置、故障录波器等智能设备在电力系统中大量采用并不断完善。在电力系统发生故障或受到扰动时，这些设备都会记录下大量的数据和信息，综合利用这些信息，在电网发生故障时为调度人员及时准确地提供实用的故障信息，对辅助调度人员决策至关重要。继电保护故障信息管理系统通过计算机远程联网方式，实现故障信息的在线自动传送、管理和应用，为各级电网调度中心分析系统事故后保护动作行为提供有效工具。

继电保护故障信息管理系统主要作用是为调度运行人员及时、准确提供电力系统微机型继电保护、安全自动装置、故障录波器以及其他自动化系统在正常运行和故障状态下产生的，并经过整合、处理和综合分析的实用故障信息，以便于调度运行人员快速、及时地处理故障，恢复电力系统正常运行。同时，继电保护故障信息管理系统也是继电保护专业人员事后对继电保护动作行为进行详细分析的工具。

3.2　系统构成

继电保护故障信息管理系统一般由三部分组成，即子站、分站、主站，根据系统规模可以只有主站或者只有分站。子站，即厂站端，通常是在变电站内，采用工控机或嵌入式系统实现。子站系统完成对由不同厂家生产制造、具有不同型号、采用不同通信协议的变电站内智能装置的统一接入，进行集中管理，从这些装置中采集数据，分别进行处理，然后按统一有序的数据格式通过计算机远程网络送到中心调度端，即主站，或者上送到区域调度端，即分站，再进行数据的集中分析处理，并在此基础上实现诸如全局范围的故障诊断、测距、波形分析、历史查询、保护动作统计分析、故障信息整合等综合应用功能。在信息的采集和管理功能上，子站强调原始信息采集的完备性和上送的选择性，主站或分站则强调对故障信息的整理和综合应用。

3.2.1　总体结构

根据《全国电力二次系统安全防护总体方案》要求，一般采用国家电网调度数据网络（SGDnet）作为主站与分站、主站与子站之间的主要物理传输信道。

典型的总体结构示意图如图 13.5-8。

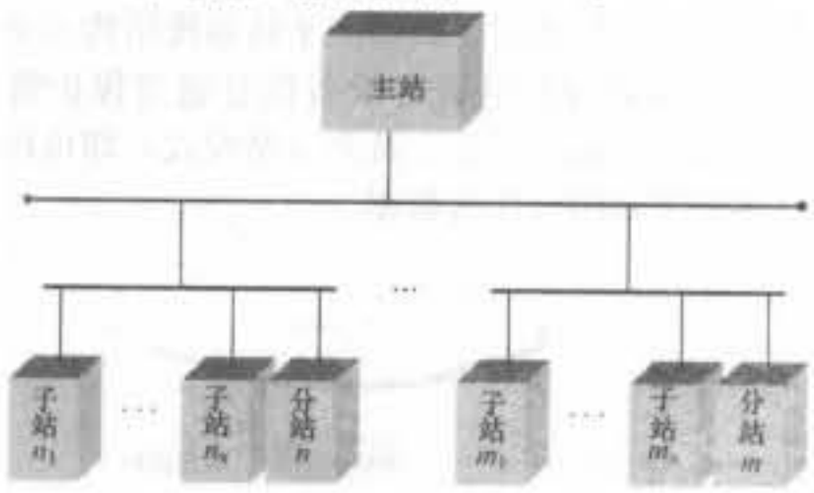


图13.5-8　主站、分站和子站之间的网络结构

3.2.2　主站系统结构

典型的主站系统的结构示意如图 13.5-9 所示。继电保护故障信息管理系统处于安全区Ⅱ，通过物理隔离设备与处于安全区Ⅲ的 DMIS 系统隔离，通过防火墙和处于安全区Ⅰ的 EMS 系统隔离。

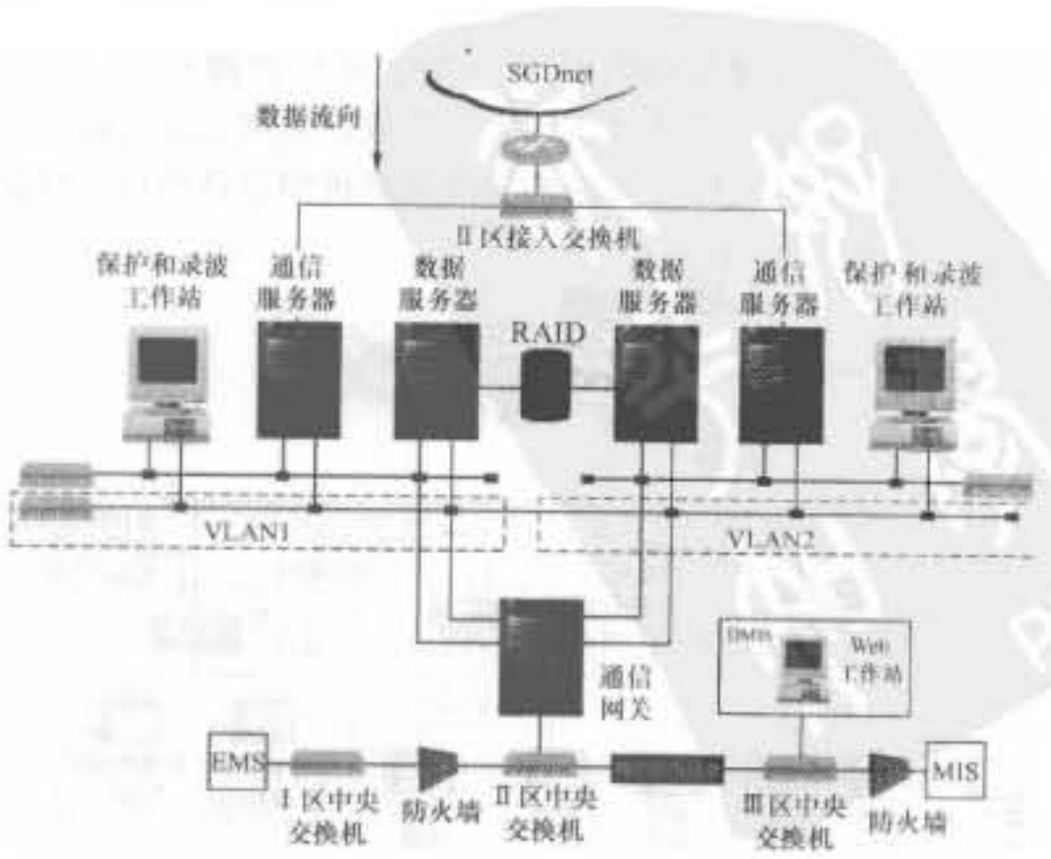


图 13.5-9　主站系统网络结构

在主站系统内，互为热备的双通信服务器负责与所有子站进行信息通信，互为热备的双数据处理服务器（带磁盘阵列）用来存放所有的历史信息，通信网关进行系统的信息发布，外部系统通过通信网关获取继电保护故障信息管理系统的数据信息，不允许直接访问系统数据服务器。保护和录波等应用工作站则用于用户对系统进行各种设置、操作和维护。

3.2.3 分站系统结构

典型的分站系统结构如图 13.5-10。分站和主站类似，但是规模更小，它不是位于主站和子站之间的中间层，而是一个相对独立的系统。它只负责采集和管理本地区子站的故障信息，不具有故障信息上传功能。分站系统也位于安全区Ⅱ内。

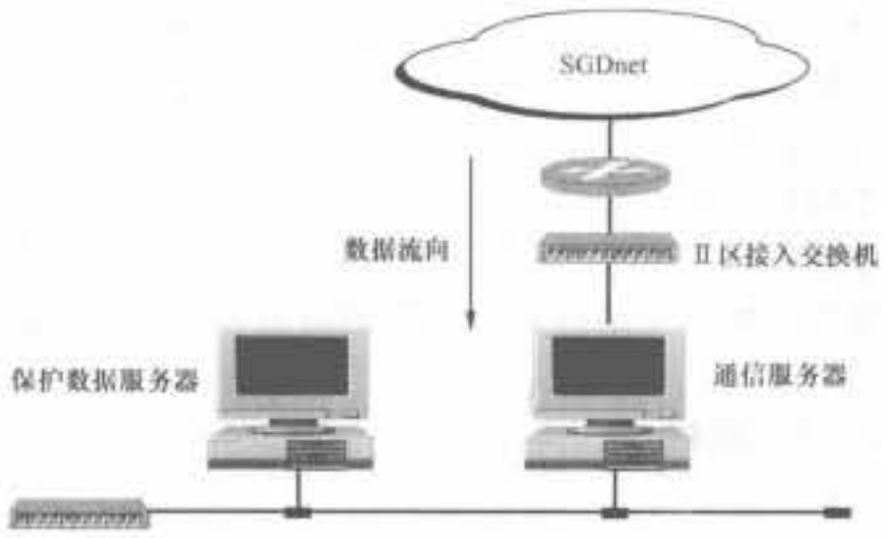


图 13.5-10 分站系统结构图

3.2.4 子站系统结构

子站系统位于厂站层，典型的子站系统结构示意图如图 13.5-11。各厂家的保护装置等设备信息通过保护管理机以以太网方式接入子站。子站支持多主站模式，即可以实现一个子站向多个主站同时传送数据。

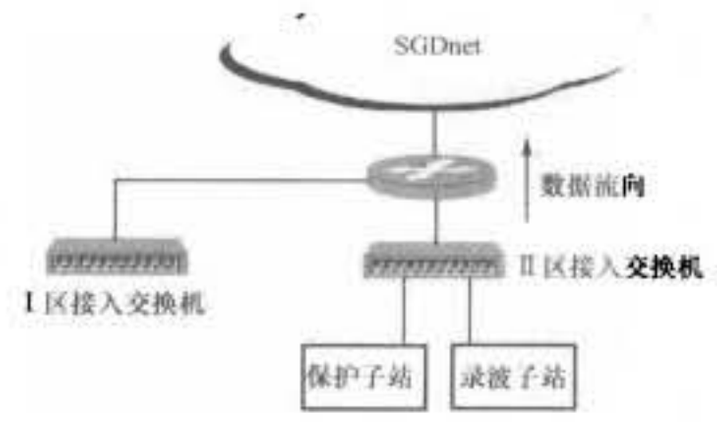


图 13.5-11 子站系统结构示意图

3.2.5 子站系统

子站系统是继电保护故障信息管理系统的基础环节，典型的子站系统内部结构如图 13.5-12。保护管理机与站内的保护装置和其他有关装置通过串行口或以太网方式连接。所有提供规约并且实际具有通信功能的微机型设备均可与保护管理机通信，子站与各保护管理机通过以太网相联，各保护管理机本身以及子站均可以和主站通信。对于不具备联网功能的保护装置等设备，可通过测控装置采用硬节点方式接入保护管理机。系统正常运行时，由子站承担信息管理和转发功能；当子站工控机发生故障时，保护管理机直接将重要信息上传至主站/分站，以防数据丢失。为满足此功能，保护管理机具备支持和多主站通信的功能，提供扩展 103 规约的转出功能。

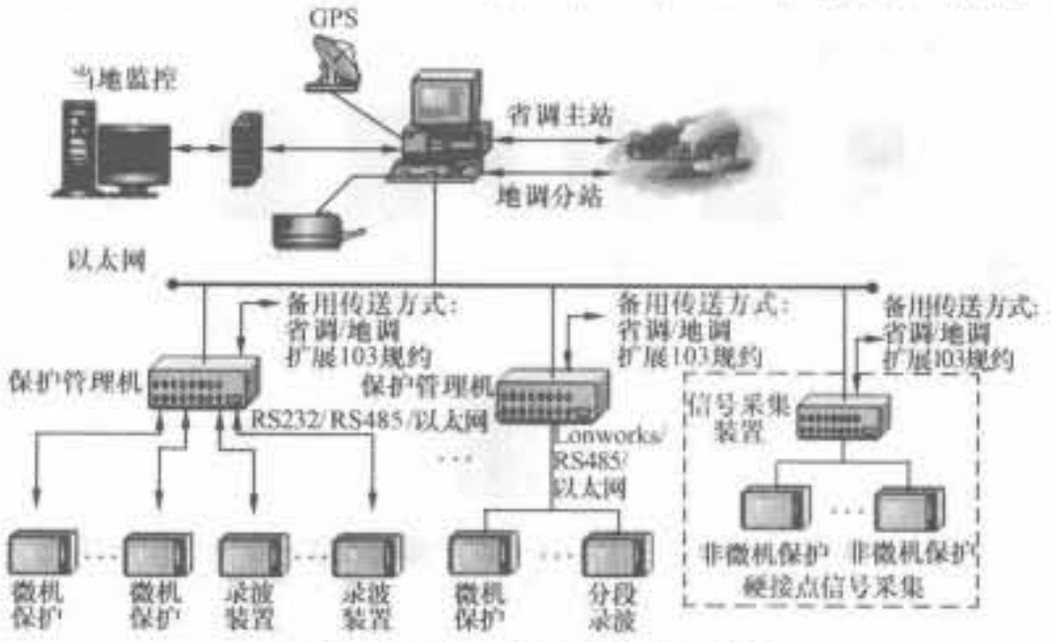


图 13.5-12 子站系统结构图

3.3 功能定位

3.3.1 主站系统

主站系统的功能定位主要是完成各类故障信息的收集、整合，以及分析应用。主要作用是，保留经过整理的、与某一特定电网异常或故障事件关联的完整信息作为原始档案，并可提供足够的信息对系统中所接入的设备的动作行为进行各种查询和分析统计；正常运行情况下能够对所接入子站系统进行监视，及时掌握系统中保护设备的运行状况，及时处理二次设备的安全隐患，提高保护设备的可用率；在系统发生故障时能够对子站上传的故障信息进行分析，对故障原因以及故障中保护及断路器的动作行为做出判断，为调度员处理事故提供依据；对电网故障包含的各类数据及属性进行详细划分，建立完善的故障信息数据模型，在此基础上实现对故障时间、类型、地点、保护动作情况，以及异常信息、设备状态变更等信息的存储和查询统计；对故障时的模拟量等信息进行任意组合分析，如故障测距、谐波分析、相量分析、功率分析、频率分析、继电器特性分析等。基于主站所收到的各地子站的有关保护、录波和断路器动作信息，还可利用专家系统事先确立的规则库进行推理，分析判断断路器的动作行为，提示相关信息或指导用户进行下一步的事故处理工作。主站应具备海量信息处理机制，当发生大面积系统事故时，应能准确、迅速地接收并上送故障信息，不能因信息阻塞而导致信息丢失，确保主站系统不崩溃、不死机。

主站系统的主要功能如下：

3.3.1.1 数据采集

通过电力调度数据网采集各保护子站即时传送的信息、定时传送的信息和人工召唤的信息。即时传送的信息主要包括：故障简报、保护事件和告警、事故详细报告等；定时传送的信息主要包括：保护子站通信状态、保护子站运行状态、保护设备通信状态、保护遥测、保护遥信、子站日志信息等；人工召唤信息主要包括：录波文件、录波文件列表、保护子站历史信息查询等。

3.3.1.2 运行监视

运行工况监视：监视主站系统自身软硬件和通道运行状况；监视子站系统运行状况。

系统环境监视：系统主机及其资源监视、系统进程监视、系统网络节点监视，对通信通道进行监测并可实现主备通道切换。

3.3.1.3 数据库管理

实时数据库管理：实现基于内存访问的快速实时数据管理，支持并发控制与执行、安全性检验、数据库的可靠性恢复机制等；支持在线数据维护；支持多种数据库访问接口：文件 I/O，SQL，Web 等，方便数据库的导入和导出、支持多种网络环境配置。

历史数据库管理：基于 SQL-Server 或者 Oracle 等商用数据库，保存系统的数据断面及各种事件、操作记录等信息，便于运行人员进行各种数据统计和查询；支持变化即

存、预定间隔方式保存等多种方式；提供高效的数据库文件I/O，SQL，Web访问接口；提供定制查询、快速查询、查询历史等三种查询模式；支持数据库定期导出备份；支持磁盘空间自动监测及分类数据清除功能。

工程数据库管理：对系统内使用的所有模型进行统一管理，包括一次元件模型、二次设备模型、一二次设备关联关系模型等。系统支持模型生成及参数录入；支持二次设备模型添加、删除及模型描述文件的导入、导出；提供模型的分类检索、查看及版本维护等功能。

3.3.1.4　保护信息管理

实现对保护子站装置在电网正常、异常、故障等运行状态下的统一管理，包括装置运行状态监视、运行参数、压板状态、定值查询、子站保护故障事件告警、分散录波信息召唤和查询等。

数据召唤：支持任意时刻主站对于子站保护事件动作告警信息、采样值信息，历史报告信息，版本信息，分散录波信息的召唤操作。

波形数据分析：对分散录波进行矢量分析、序分量分析、谐波分析；有效值、瞬时值和频率的计算；单端故障测距、双端故障测距；通道排列、波形组合、波形加减；波形无级缩放、双游标等。

3.3.1.5　录波器运行管理

主站系统对录波器的运行状态进行统一管理，包括运行状态监视、运行参数在线召唤和查询、压板状态监视、定值修改及核对、事件告警处理等。主站系统能对各故障录波数据及装置告警信息分类保存，并具备对录波数据进行数据格式转换的功能。主站系统与子站系统通信支持IEC 60870-5-103规约。主站系统可以随时查询子站录波器的定值和历史录波数据。主站系统应提供大型录波文件的远程获取，并能支持断点续传。应能提供按装置获取录波文件列表、大小、文件创建时间等信息，并直观显示。在通道通信情况不理想的情况下，应能支持对已上送录波数据的即时存储，以保证在故障数据不完整的情况下也能进行故障的分析。对不同子站系统的上传信息类别、规则可以进行远程信息定制，内容包括：子站系统上送信息的类型、告警事件上送点表内容等。主站系统能对各故障录波数据及装置告警信息分类保存，并具备对录波数据进行数据格式转换的功能。

3.3.1.6　图形系统

对所有图形进行管理，包括电力系统一次接线图、二次设备配置图、屏柜布置图、系统工况图、地理信息图等。系统提供丰富的图形编辑工具，支持基本图形的绘制，按模型进行图元组合及定义，建立图元与资源之间的关联关系。

通过图形化界面直观地向用户显示系统当前工况，监视系统内的各种设备、通道、网络，当发现异常时及时告警。同时，经过系统授权的用户可以在图形平台上进行保护定值的查询、历史记录查询、召唤采样值、召唤历史报告、调版本号等操作。

3.3.1.7　继电器特性分析

根据各种类型保护装置的动作特性，绘出保护的动作边界，多段保护按定值绘出各段边界。系统发生故障时，利用采样数据和录波数据计算出动作轨迹，显示在保护动作特性图上，便于用户对保护的动作行为进行分析。

3.3.1.8　统计分析

实现运行情况统计、异常情况统计、故障情况统计以及其他数据统计功能；支持多种查询方式访问统计计算结果，能按时间、区域、设备、故障类型及保护动作情况等分类整理归档；结合报表管理模块提供统计报表输出功能。

3.3.1.9　专家系统

在电网发生故障时，主站根据所收到的各子站的有关保护、录波器和断路器动作信息，利用事先确立的规则库进行推理，利用专家系统工具对保护和断路器动作行为进行分析判断，提示相关信息或指导用户进行下一步的事故处理工作。并将推理结果存到数据库中的知识库，知识库能自动修正与积累。专家系统应具有较高的容错性、在系统的信息不完整时，专家系统同样可给出推理结论，并具有解释功能。

3.3.1.10　Web发布及专业化管理

系统可以通过网页发布的形式将数据发送给DMIS系统。网页以标准HTML的方式发布，数据格式标准，对方只需运行普通的浏览器就可以查看他们所需的信息。

3.3.1.11　设备管理

实现对各种装置的基本信息（装置台账信息、各种参数、图档资料等）的管理，如：录入、编辑、查询和打印等基本操作；支持分类查询、关键字查询和组合条件查询、图形查询等各种灵活的查询方式。

3.3.1.12　定值管理

依据主站上召的定值和省调定值单，形成保护装置定值单数据库，支持录入、编辑、查询和打印等基本操作。确定各项定值数值范围，当现场保护定值变化时，应与库中定值单核对，当数值改变或超出定值范围时发出告警信号。

3.3.1.13　设备检验

实现检修计划、缺陷检修、检修记录查询、输出等功能。并能与实时运行系统接口，实现子站检修状态刷新功能。

3.3.1.14　用户权限管理

系统管理员可根据用户的性质对不同的用户设置不同的权限。

3.3.1.15　自动对时

全网时钟以GPS硬件对时为主，如某些子站无GPS，由主站定时向这些子站下发对时命令。

3.3.2　分站系统

分站系统主要是收集所辖子站的各种信息，实现区域管理功能，在分站系统中实现的功能和主站基本相同。

3.3.3　子站系统

子站系统主要通过各种通信接口和规约，完成对装置数据的采集和必要的格式转换，根据信息的优先级和有效程度，在既定的规则和分级原则下，对收集到的消息进行选择和分类检出，对需要上送主（分）站的信息按优先级由高到低的顺序向主站发送。具体功能包括以下几个方面：

3.3.3.1　数据采集

支持各种通信接口和通信规约，能够接入不同厂家、不同型号的保护、自动装置以及系统有必要管理的其他IED（Intelligent Electronic Device）设备，并与所有接入的装置进行通信，采集装置的数据包括：遥测量、遥信量、装置参数、事件报告、录波数据、装置运行状态、定值、开入信息、压板状态、告警信息、故障报告等。

3.3.3.2　数据处理

将采集到的装置数据进行必要的格式转换和整理，一方面对信息进行规范化处理，满足转发的需要，另一方面减少无效信息的上送。在子站进行的数据处理包括格式转换、过滤、分级等。每个子站还能够对多个主站发送数据、响应请求。用户可根据自己的需求通过策略配置实现向各个调度主站传送数据。

3.3.3.3 运行管理

子站采集保护装置等设备的动作信号、压板投切状态、异常告警信号、保护测量值（电压、电流、功率、阻抗、频率等）、通信状态等运行信息，运行信息保存到历史数据库中，供以后查询和分析；子站可以接收和实现来自主站/分站的各项查询和控制命令，如定值召唤、定值修改、定值切换、压板投退、历史记录查询、信号复归等，提供对控制功能进行屏蔽的功能。

3.3.3.4 图形监视

系统提供图形监视界面，包括本站系统一次接线图、保护通信状态图、装置面板图、系统工况图、网络联接图等。系统通过图形化的界面直观的向用户显示系统当前工况，对系统内的各种设备、通道、网络进行监视，当发现异常时进行报警。监视内容包括设备的运行状态、可用存储空间、直连厂站连接情况、网络通信状态等。同时，系统授权用户可以在图形平台上进行保护定值的查询、修改、切换、压板投退、开出传动、历史记录查询等操作。

3.3.3.5 数据存储

具备历史数据存储能力，能保证在通信中断时，不丢失任何数据，中断时间过长时保证重要事件不丢失。存储内容包括：配置信息、采集的数据、经处理的数据、外部的控制信息。系统可自动对数据进行存储，存储原则可配置，提供配置手段。

3.3.3.6 安全管理

子站设置权限管理和安全校核机制，非授权用户将拒绝使用。

3.3.3.7 对时

子站提供软对时和硬接点对时两种方式可供选择。软对时过程：子站系统接收主站对时命令后，向各装置下发对时命令；硬接点对时：利用 GPS 的分脉冲或秒脉冲对装置精确对时。

3.3.3.8 当地维护

子站系统提供当地维护人机界面，维护内容包括：系统运行参数、信息过滤策略、分级上送策略、主动上送策略、数据存储策略、通信配置、工程模板维护、数据库在线维护、磁盘空间监测、报文记录与分析等内容。系统支持远程维护访问，可将当地系统的配置信息形成配置文件上传主站端。

3.3.3.9 数据库查询

子站历史库可采用 SQL-Server 数据库，保存系统的数据断面及各种事件、操作记录等信息，提供就地历史数据保存、备份、查询、维护、报表输出等功能，同时，子站系统支持远程查询访问，接收并执行来自主站的各项查询指令，随后将查询结果上送主站端。

3.3.3.10 自恢复

子站具有自恢复功能，系统具有软件狗，监视系统运行，对异常进程及时关闭和重起，提高系统运行的连续性和可靠性。

3.4 网络安全

3.4.1 主子站通信

3.4.1.1 物理接口

主站、分站和子站采用国家电网调度数据网络（SGDnet）为物理传输信道，接入电力调度数据网相应的Ⅱ区。

如果增加的继电保护远方定值修改和远方投退等涉及控制功能的模块，则保护设置工作站必须放置在安全区Ⅰ。

3.4.1.2 通信规约

继电保护故障信息系统一般采用以下几种通信规约实现数据传输：

1）基于 TCP/IP 协议。

2）应用层采用标准 103 规约 + 扩展报文（即扩展 103 规约）。

3）大文件传输保留 FTP 方式。

4）远期以 IEC 61850 为目标实现无缝连接。

需要在子站系统中完成数据和规约转换，使之符合标准。

3.4.2 安全防护

安全防护措施主要从以下几个方面进行：

3.4.2.1 数据的安全区隔离

本系统处于安全区Ⅱ，它通过防火墙单向接收处于安全区Ⅰ的 EMS 和故障信息系统数据；并且通过正反向安全隔离装置向安全区Ⅲ的故障信息系统 Web 服务器发送数据，这是一种纯数据的单向传输。

3.4.2.2 权限与用户管理

系统提供从子站或调度主站向位于厂站端的保护设备实施操作的功能，因此存在误操作、越级操作、非法用户操控的可能性。系统一般通过进行操作权限分组、角色管理、密码检测、访问控制、操作事务管理等措施达到预期防护的效果。

系统采用基于组操作集的角色管理策略管理用户，除非明确赋予用户某种操作权限，否则相应操作将被拒绝。这种策略兼顾了严格性和灵活性的要求，系统可以方便地增加用户、删除用户和改变用户的权限。

4 调度信息管理系统（DMIS）

4.1 概述

作为电网公司的第一线生产单位，电力调度中心直接承担着对电网运行的安全以及对电网运行的经济效益、社会效益进行监控和管理的任务。加强调度中心业务管理能力，提高调度中心综合业务管理水平，已成为满足电网管理需要的必要条件。

随着电网规模的不断扩大，对其管理的难度也加大，需要采用先进成熟的信息技术来实现对调度生产的有效管理。需要建立一个结合调度中心当前业务需要和将来业务发展需要的调度生产管理信息系统 DMIS（Dispatch Management Information System）。通过 DMIS 的建设，优化企业信息流，提高调度中心的业务管理水平，提高工作效率，减少人为失误，从而提高整个电力公司的生成管理水平。

DMIS 是调度中心在计算机网络和应用平台基础上建立起来的管理信息系统。DMIS 集调度生产管理、专业技术管理、调度事务处理、电网运行分析和日常事务管理为一体，是一个综合的生产管理系统。它接收、存储、处理来自调度中心内各应用系统以及其它部门的相关应用系统的信息，也接收上下级调度部门的调度生产管理信息，为电网公司有关领导和调度管理人员提供电网生产运行工况的各种信息查询服务，并为调度中心的调度、运行方式、继电保护、自动化、通信、综合等科室进行专业管理和办公事务处理提供全方位的、统一的信息服务。

由于 DMIS 服务于调度中心的业务管理，当调度中心的业务管理分工不同时，DMIS 的结构和功能也可能略有不同；不同调度中心历史沿革不同，工作和管理习惯不同，对

DMIS 的设计也会提出不同的要求。

4.1.1　DMIS 的建设目标

DMIS 的建设目标是：全面实现调度生产的流程化管理和规范化管理，提高调度中心的信息化水平、管理水平和工作效率；为相关领导提供辅助决策的依据；实现与相关系统、下级调度机构等单位间的数据互联互通，实现横向和纵向的数据整合；建立统一的调度信息管理和查询系统，提升专业化管理的水平，使 DMIS 成为调度中心日常调度生产和管理的数据支撑平台和业务支撑平台。

4.1.2　DMIS 在二次信息系统中所处的位置

DMIS 在电力调度中心二次系统中处于安全区Ⅲ（生产管理区），DMIS 要处理的是从安全区Ⅱ取得的调度生产数据，加工处理后为管理信息区（安全区Ⅳ）提供信息。它和安全区Ⅱ（生产区）系统之间有正反向物理隔离装置隔离，和安全区Ⅳ（管理信息区）之间有防火墙隔离。

4.2　DMIS 的主要应用子系统及其功能

根据需要服务的调度专业业务的不同，DMIS 可分为图 13.5-13 所示的若干专业子系统。需要指出的是，由于调度各专业存在紧密的业务联系和数据关联，各专业子系统之间并非完全相互独立，它们通过数据层和业务层的内在联系自然组成一个完整的调度生产管理系统 DMIS。图 13.5-13 这种业务子系统的划分主要依据的是业务主体，并不意味着必须或应该割裂各专业系统之间的内在联系。

对于涉及多专业、多部门参与的业务功能模块（如保护整定单流程管理、设备检修申请单管理等），通常根据其业务主体将其划分至某一个专业子系统，但这种划分并不代表该业务功能模块只专属于这个专业。

DMIS 中使用最多的人机交互手段是报表。DMIS 中的报表由专业的、可配置的报表工具产生，可适应今后报表数据和报表格式的各种变化。

业务流程处理是 DMIS 中最主要的功能。业务流程处理涉及的主要业务流程有：检修申请单流程、保护整定单流程、设备启动流程、稳定限额流程、稳定装置定值单流程、材料采购流程、固定资产报废流程等。

下面介绍图 13.5-13 所示按专业划分的 DMIS 的各个子系统。

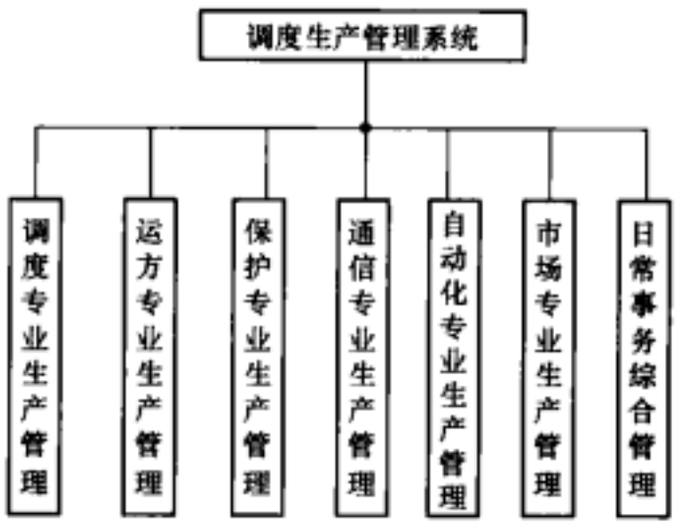


图 13.5-13　DMIS 按专业子系统的划分

4.2.1　调度专业生产管理子系统

调度专业生产管理子系统主要服务于调度生产业务，它涵盖的主要内容如下。

（1）运行日志及交接班管理。支持调度值班人员按事故、系统异常、机组开停、正常方式变更、缺陷、工作联系、注意事项、上级指示通知、稳定限额等对电网运行中的各类情况进行记录，记录结果在整个系统范围内为各专业被授权人员共享。当电网设备运行状态变化时，某些记录结果能自动同步反映这一变化；也能自动记录各专业系统所提供的数据的变化，自动记录本系统中流程的结果。在交接班管理中可对本班及上班中相关记录进行选择性交接，并将交接班情况记入历史记录。具备调度运行日志的综合查询、统计、打印等功能。

（2）调度操作票管理。由调度员将操作票内容（操作令）录入系统（或由第三方操作票辅助生成系统引入本系统），在各相关部门间完成拟票、审核、预令、发令四个流转环节。操作票通过 Web 方式直接下发至各操作单位。操作票可以人工修改。可对操作票进行综合查询，具有生成操作票、打印操作票等功能。

（3）调度排班管理。根据预设的排班规则和参与排班的人员生成排班计划。其中排班规则和参与排班人员均是可配置的，且所生成的排班计划可由用户手工调整，并在运行管理中按排定的班次进行交接班。

（4）调度报表生成处理。提供报表工具生成调度专业所需的各种生产统计报表。报表格式可以灵活变化。主要报表有：全网生产日报、监测点电压表、频率不合格时间统计表、发电出力表、用电受电负荷记录表等。

（5）拉限电管理。维护拉限电序位表，下级单位通过 Web 上报或数据交换方式上报拉限电信息，上级单位对数据进行汇总，自动计算并生成相应的拉限电日报、月报、年报。

（6）调度内部文档管理。管理调度专业内部的文档。不包括调度中心通用的文档管理功能。主要管理内容包括：事故预想、事故预案、事故处理、反事故演习、异常报告、技术问答、岗位培训等。

（7）业务流程处理。负责处理调度中心各部门中和调度专业有关的业务流程。

4.2.2　运方专业生产管理子系统

运方专业生产管理子系统主要服务于调度中心制定运行方式的业务部门，它涵盖的主要内容如下：

（1）统一设备参数管理。在调度中心内部维护一套统一的电网一次设备和二次设备参数。该模块作为整个 DMIS 系统的重要基础模块之一，为其他业务功能提供必要的数据基础并成为整个 DMIS 数据共享和业务整合的纽带。统一设备参数按照设备种类分别由相应的专业处室维护。

（2）运行方式管理。包括年度运行方式管理、节假日运行方式管理、特殊运行方式管理。其中年度运行方式每个年度发布一次，年度运行方式管理为编写年度运行方式提供相应的数据统计和报表支持，同时为编写好的年度运行方式提供文档发布和 Web 发布功能。节假日运行方式管理和特殊运行方式管理采用工作流方式，在相关处室间通知流转，并对归档后的资料提供结构化的查询功能。

（3）电网稳定规程管理。电网稳定规程每年度发布一次。该模块对电网稳定运行规程进行结构化处理，提供录入和查询功能，同时为编写好的电网稳定规程提供自动文档生成、文档发布和 Web 发布功能。对于临时运行方式带来的稳定规程问题，通过工作流的方式实现科室之间的信息共享，并对电网稳定规程库进行及时完善和补充，同时建立临时稳定规程流程单与临时运行方式通知单之间的数据关联。

（4）短路容量表管理。短路容量表每年度发布一次。该模块对短路容量表进行结构化处理，提供录入和查询功能，同时为编写好的短路容量表提供自动文档生成、文档发布和 Web 发布功能。

（5）稳定装置定值管理。以工作流方式提供稳定装置的

定值流程管理功能，实现科室之间的信息共享，实现定值单与稳定装置的自动关联。

(6) 低频减载管理。根据预设的分配方案生成年度低频减载分配表并在年底根据实测数据生成分析报告。

(7) 调度管辖范围管理。调度管辖及许可范围表每年度发布一次。该模块对调度管辖及许可范围进行结构化处理，提供录入功能和查询功能，同时为编写好的调度管辖及许可范围提供文档自动生成、文档发布和 Web 发布功能。

(8) 网损管理。根据下级单位上报的电量数据计算网损，自动生成相应的网损统计报表。同时也可从电能量计费系统提取相关数据进行网损计算，并对各种方式计算出来的网损进行比较。

(9) 无功电压管理。根据可配置的厂站考核信息表，从 SCADA 系统中提取相关数据自动生成电压合格率统计报表和无功潮流月报表。

(10) 运方报表生成处理。生成运方专业所需的各种生产统计报表。运方专业所需生成的主要报表有：一次网损月报、电压合格率统计报表、无功潮流月报表、发电机组平均发电功率因数月报表。

(11) 业务流程处理。负责处理调度中心各部门中和调度专业相关的业务流程。

4.2.3 保护专业生产管理子系统

保护专业生产管理子系统主要服务于调度中心继电保护管理部门，它涵盖的主要内容如下：

(1) 保护装置管理。将保护装置的管理纳入到调度中心 DMIS 的统一设备参数管理中，实现保护装置的台帐式管理。

(2) 保护整定单管理。以工作流的方式提供保护整定单管理功能。保护整定单流程由保护处发起，在各相关处室间流转，最后归口至调度处执行。同时抽取保护整定单中的关键字段以实现数据结构化，方便今后的查询统计。

(3) 保护缺陷及故障管理。调度日志具备良好的分类功能，基于此，对相关的调度日志所记录的内容进行进一步的技术分析，对保护缺陷和故障提出反措。

(4) 保护整定方案管理。以文档方式提供保护整定方案及调度运行的说明管理功能，按年度分类。

(5) 保护报表生成处理。生成继电保护专业所需的各种生产统计报表。包括：继电保护和安全自动装置动作统计分析表、继电保护装置运行评价统计汇总表、220kV 以上系统主保护装置投运率统计表、其他现有保护动作统计和分析系统生成的相关报表。

(6) 业务流程处理。负责处理调度中心各部门中和保护专业有关的业务流程。

4.2.4 通信专业生产管理子系统

通信专业生产管理子系统主要服务于调度中心通信管理部门，它涵盖的主要内容如下：

(1) 通信设备管理。由于通信设备管理的组织模式与其他设备的管理有所区别，通信设备管理无法纳入到统一设备参数管理中，采用以通信设备的特有管理模式进行管理。

(2) 通信运行日志管理。按照指定的分类方式进行通信相关运行日志的记录，突出日志记录方式和查询统计的方便性，尤其是对运行日志内容的模糊查询。提供通信运行日志的按格式打印功能。同时通信运行日志可与调度运行日志、自动化运行日志实现互关联，实现数据共享。

(3) 通信业务接入/退出管理。以工作流方式将现有的申请单、话路单、回执单整合为一个完整的业务流程，三种工作单相互依存、缺一不可，形成一个有始有终、闭环的管理模式，最终目标是实现通过话路接入/退出流程的管理形成完整的话路档案。

(4) 通信排班管理。根据预设的排班规则和参与排班的人员生成排班计划。其中排班规则和参与排班人员均是可配置的，且所生成的排班计划可由用户手工调整，并在运行管理中按排定的班次进行交接班。在此基础上提供各种班次的人员名单、上班次数等查询统计功能。

(5) 通信设备故障管理。以工作流方式对通信设备故障和电路故障进行规范管理，对下级单位的故障报告提供 Web 上报功能，并通过 Web 方式实现与下级单位的信息互通、消息发布、故障确认等功能。

(6) 通信巡检管理。对指定的巡检项目进行检查记录、查询、统计功能，其中巡检项目是可以自行增减的。

(7) 厂站巡检管理。实现所辖厂站对通信日常巡检内容进行 Web 上报、查询、汇总功能。

(8) 载波频率管理。主要用于对载波频率分配的管理，不包括频率计算功能。

(9) 通信报表生成处理。生成通信专业所需的各种生产统计报表。通信专业所需生成的主要报表有：通信电路运行率统计、各种通信设备运行情况统计表、行政交换网中继运行情况统计表、调度交换网中继运行情况统计表。

(10) 业务流程处理。负责处理调度中心各部门中和调度专业有关的业务流程。

4.2.5 自动化专业生产管理子系统

自动化专业生产管理子系统主要服务于调度中心自动化专业管理部门，它涵盖的主要内容如下：

(1) 自动化设备管理。将自动化设备的管理纳入至中心的统一设备参数管理中，实现自动化设备的台帐式管理功能。

(2) 自动化运行日志管理。按照指定的分类方式进行自动化相关运行日志的记录，突出日志记录方式和查询统计的方便性，尤其是对运行日志内容的模糊查询，提供自动化运行日志的按格式打印功能。同时自动化运行日志可与调度运行日志、通信运行日志实现互关联，实现数据共享。

(3) 自动化排班管理。根据预设的排班规则和参与排班的人员生成排班计划。其中排班规则和参与排班人员均是可配置的，且所生成的排班计划可由用户手工调整，并在运行管理中按排定的班次进行交接班。

(4) 远动管理。实现对远动信息表的录入维护功能，提供方便灵活的查询、打印功能，并可使用指定的报表格式实现远动信息表输出。对远动信息表的修改以工作流方式通知相关处室。在可能的情况下，实现远动信息表和 SCADA 系统中信息表的互交换。

(5) 设备故障及缺陷管理。以工作流方式实现自动化设备故障及缺陷的闭环管理，记录厂站和主站设备的故障，并对缺陷的处理过程进行监督，对缺陷进行原因分析，提供完善的查询、统计功能。

(6) 自动化报表生成处理。生成自动化专业所需的各种生产统计报表。自动化专业所需生成的主要报表有：远动系统运行情况统计表、远动停运记录表、自动化运行月报统计表、电能量计费系统运行情况统计表。

(7) 业务流程处理。负责处理调度中心各部门中和调度专业有关的业务流程。

4.2.6 市场专业生产管理子系统

市场专业生产管理子系统主要服务于调度中心电力市场

专业管理部门，它涵盖的主要内容如下：

（1）检修申请单流程。以工作流方式提供机炉日检修和电气日检修的闭环管理，下级单位通过 Web 上报或数据交换的方式提交检修申请，在各处室间完成流转审批后交由调度部门执行。提供方便灵活的检修申请单查询、统计、打印等功能。

（2）发电计划管理。通过接口从运行方式专业部门的发电计划软件中提取相关数据，以报表和自定义查询的方式展示发电计划相关数据，通过工作流程实现发电计划的审批，通过数据交换或 Web 方式实现发电计划的下发，同时自动生成相应的发电计划数据文件并传递给 EMS 系统。

（3）检修计划管理。包括机炉月检修计划和电气月检修计划，将下级单位日前上报的计划数据自动导入系统中，并自动生成机炉检修计划表和电气检修计划表，并提供甘特图表现形式表达的检修计划。实现检修申请单与检修计划的双向关联，既可以从检修申请单中查找对应的计划数据，也可以从检修计划中查看相应的申请单资料。

（4）CPS 考核管理。通过接口程序从 CPS 考核系统中导入相关数据，自动计算并生成 CPS 考核罚款电量、费用日报表和月报表。通过工作流方式实现 CPS 免考时段的修改。

（5）市场报表生成处理。生成市场专业所需的各种生产统计报表。包括：生产日报、大机组临时检修月报和统计月报、电能交易网损电量月报表等。

（6）业务流程处理。负责处理调度中心各部门中和调度专业有关的业务流程。

4.2.7　日常事务综合管理子系统

日常事务综合管理子系统主要服务于调度中心日常事务综合管理部门，它涵盖的主要内容如下：

（1）文档资料管理：将全调度中心的所有文档资料集中分类管理，管理主要以文档索引为主，强调文档资料的内容大纲、保管人、存放位置、分属系统等信息，适当弱化文档内容管理。文档内容可能存放于各个业务部门。

（2）零星材料管理：实现零星材料的登记、修改、查询、管理等功能，同时以工作流方式提供材料采购的闭环管理。

（3）考勤管理：各处室相关人员录入职工考勤记录，由专门人员汇总考勤信息，形成考勤登记表。考勤登记表可打印，并可按各种组合条件查询考勤信息。

（4）人事基本档案管理：对调度中心所有人员实现基本的人员档案信息管理功能，提供基本的录入、查询、统计功能。

（5）电话簿管理：对调度中心所有的电话号码进行集中统一管理，而电话号码簿由各处室各自独立维护。重点强调电话簿资源的共享性和查询功能的方便性。

（6）党务管理：进行党内工作和活动的管理。

（7）教育培训管理：登记填写职工培训档案、培训班办班记录、各类培训登记表，编制年度培训计划。

（8）科技项目管理：对全中心的科技项目、工程技改项目进行总体管理。包括：科技项目的拟定、报批、合同管理、投运管理、总结，记录每一个项目执行的全过程。

（9）固定资产管理：进行固定资产的输入、查询、修改。以工作流方式提供固定资产报废的闭环管理。

5　调度中心广域测量系统及广域防御系统

5.1　从 SCADA/EMS 到 PMU/WAMS 的扩展

从字面上讲，SCADA 系统就是一种广域测量系统（WAMS），EMS 就是一种广域预警系统，只是它们局限于静态范畴。控制高压母线电压的励磁调节器可以看成广域调节系统的雏形。特殊保护系统就是一种广域控制系统，但局限于少量的近地信息，难以妥善处理大范围的相继故障。

现代电力系统对广域测量及防御提出的改进要求包括从静态到动态范畴，从定性到定量，从离线到在线，从保守到适当，从确定性的观点到风险的观点，从局部孤立的观点到全局协调的观点，从简单故障场景到复杂相继故障。

为此，需要在动态数据采集、广域数据平台、网络通信和应用软件等方面采用先进技术，确保二次系统的开放性和信息的可靠性，提升基于轨迹的数据挖掘、实现量化评估、灵敏度分析、稳定极限的在线估计及决策的在线优化。

电网的动态行为要用同步采样的相量来描述，第 14 篇介绍的基于卫星授时（或其他高精度稳定时钟）的相量测量单元（PMU）成为新型 WAMS 的基础。

PMU 提供的广域数据不同于 SCADA：① 带有统一时标的高速采样；② 高速的数据传输；③ 可提供瞬时值及相位值；④ 可提供暂态或动态响应。WAMS 将各广域量的时间断面对齐，可得到完整的系统动态曲线，既可用以校核模型和参数，也可从中提取关于电能动态质量和系统动态安全的各种信息。PMU 数据作为 SCADA 数据的补充有利于提高状态估计的精度，但必须在 PMU 测点的比例足够高时才有较明显的效果。

不妨将基于 PMU 数据的 WAMS 看作是基于 RTU 数据的 SCADA 系统的扩展，包括在空间中覆盖更广的地域，在时间的不同尺度上监控系统的动态，以及在功能上整合原先孤立的二次系统。PMU/WAMS 的快速采样/通信能力也克服了继电保护管理系统和故障录波器的采集点有限及事后分析的局限。

WAMS 最早用于美国 WSCC 电网，在 1996 年大停电的事后分析中起了重要作用。至今，国内外已先后建成一些 WAMS，但大多限于显示动态数据、仿真校核和监测低频振荡，尚未在电网动态的在线分析和控制中发挥实际效果。至今，探索性的应用有参与状态估计（西班牙 CSE）、识别扰动、解列电网并减负荷（法国 EDF），广域 PSS 的研究（加拿大魁北克水电）。

世界范围内对于这项技术的兴趣正在不断增加，在解决了从 PMU 数据中挖掘深层次信息、知识和智慧的方法后，其应用将突飞猛进。

本节讨论 WAMS 主站功能，及在其基础上发展的广域预警和控制系统。以下将其统称为广域测量预警控制系统（Wide Area Measurement Alarm and Control System，WAMACS）或简称为广域防御系统。

5.2　系统构成和关键技术

WAMS 主站通过高速通信系统接收来自子站或其他主站的相量数据，并可与 EMS 等系统交换信息，实现实时频率特征分析、扰动识别、仿真曲线对比、及全网录波触发等功能。平台包括前置机、实时数据库、历史数据库、监测系统与外部系统的接口、数据的转发等部分。

广域控制系统的功能主要是根据广域数据在线分析稳定性，包括暂态功角稳定、小信号稳定、频率稳定、暂态与长期电压稳定、低频振荡、次同步振荡，确定实时输电能力，分析相继故障风险，及优化控制决策。为此，必须通过可靠的通信系统将控制命令传送到分层分散的控制装置。

WAMACS 要协调许多矛盾，例如系统安全的全局性与控制手段的局部性，选择性切除故障的常规保护与保证系统

动态安全的系统保护，动态控制的实时要求与决策支持的大量计算。因此，最好与 SCADA/EMS 等系统完全融合，即采用一体化的信息平台、数据库管理系统和人机交互系统等。WAMACS 可望克服现有局部和分散控制系统的不足，实现全局的优化协调控制。

关键技术包括：①WAMACS 的框架设计；②网络通信的实时性、可靠性和安全性保障；③相量测量技术，非时标信息和时标信息的融合；④从动态响应曲线中挖掘深层信息，包括在没有与实际轨线对应的数学模型及参数下，从 PMU 轨线中提取量化指标；⑤实测数据和仿真数据相结合的数据挖掘，基于广域动态信息的定量分析和优化控制的理论和算法；⑥自适应控制的优化和协调；⑦可视化技术。其中④和⑤是目前推广 WAMS 和 WAMACS 的主要障碍。

5.3 应用领域

WAMS 对采集到的系统动态进行监测和分析，包括导线温度、电能质量、辅助服务质量、低频振荡、故障定位与演化，可以按该真实动态来校核仿真模型及参数。此外，还可以识别振荡模式及解列边界，评估受扰轨迹的稳定性，广域调节，参与状态估计，验证模型和参数。

将 PMU 提供的相量测量和 RTU 的量测量一起加到状态估计中可以增加冗余度，如果能充分利用统一时标的信息，将进一步改善估计精度。

WAMACS 还可以与基于模型的动态仿真相结合，实现各种稳定性的定量分析与预警，评估相继故障的风险，优化与协调各道安全防线。

将 WAMS 数据直接用于电网的闭环控制（如正常运行时的远方电压调节，及检测到不安全行为后的校正控制）时，必须妥善考虑通信网络的拓扑、时延及不确定性。虽然目前还缺乏工程应用的实例，但未来几年内有可能实现热稳定极限和广域二次电压闭环控制。

将 PMU 数据直接用于开环控制（如检测到故障后的紧急控制）时，由于 WAMS 无法在实施控制前验证控制的效果，故“实时决策，实时控制”的开环控制方案并不可行。PMU 数据只能用来与已有的决策表实时匹配，而不能直接确定合适的控制量。PMU 信息不受模型、参数与故障信息等误差影响的优点也难以在预测型控制中发挥作用。

国际大电网会议（CIGRE）工作组在 2006 年预测 WAMS 的三个应用领域为：改进基于传统技术的缓慢二次电压控制；振荡阻尼、电压稳定和热稳定极限的控制；广域的暂态稳定保护。

5.4 基于纯 PMU 数据及其信息挖掘的应用功能

PMU 数据不依赖对系统模型和参数的先验知识，反映全网真实的动态行为。仅仅根据 PMU 数据，不与模型仿真结合时，可能的应用如下。

5.4.1 已经或将实施的功能

（1）实时的动态监测，在线路温度、电压、相角、频率等出现静态或动态异常时报警，还包括传输功率、电能质量（谐波分析，不对称分量，电压质量，频率质量）及辅助服务质量监测、分布发电的监视、保护和控制、全网联动记录的触发等。

（2）辨识异常运行的特征和故障类型，利用线路双端量测量改进瞬时性故障的定位，进而实现广域后备保护。

（3）动态行为分析，包括时变的低频振荡特性（模式、模态、阻尼、振荡界面）、定性判稳并识别同调群和失稳模式，捕捉振荡中心及其转移，选择不平衡功率小的解列方案并与切负荷方案协调，快速确定解列面，识别解列时刻及其方式。

（4）在不知道精确模型与参数的情况下，评估实测轨迹的稳定裕度，但目前尚无突破性的进展。

（5）事故追忆和演化过程分析。

（6）数学模型及参数的校核，在线测定线路的各序参数，如特性阻抗、传播参数、分布电感及电容等，进而实现自适应保护。

（7）决策与控制，包括互联系统解列的协调；闭环控制，由 PMU 提供反馈信号，为 PSS 及 TCSC 等控制器提供远方的附加稳定控制信号；电压静态失稳的预测与控制，频率稳定的预测与控制，加快故障后的诊断和处理。

5.4.2 尚有争议的功能

虽然很有吸引力但前景有争议的研究方向有：根据已有的测量数据来预测未来一段时间内的系统动态；各种灵敏度分析；直接根据对功角动态的预测进行暂态稳定的紧急控制等。

5.5 PMU 数据与模型仿真结合后的应用功能

数值仿真可以通过改变模型、参数或场景来了解不同因素对系统动态的影响，而广域采集量可以校核仿真模型和参数，并提供仿真的初值。将各种广域监测系统和数值仿真置于统一平台中，有助于识别相继故障的先兆特征，掌握相继故障的临界条件和传播模式，提升预警、防御停电和事后分析的能力。

5.5.1 已经或将实施的功能

PMU/WAMS 与数值仿真方法相结合，实现电网安全稳定的预警和决策支持的功能有：

（1）将 PMU 数据加入状态估计，改进其速度、精度、收敛性和坏数据处理能力。

（2）分析及决策支持功能，包括充裕性、安全性和稳定性的在线评估，行为模式和机理分析。给出当前工况下，每个预想故障的暂态功角稳定裕度、暂态电压偏移可接受性裕度和暂态频率偏移可接受性裕度，稳定程度排序和风险排序，以及相应的稳定域、发电机极限功率、联络线极限功率和负荷极限功率。

（3）复杂相继性故障的在线风险评估和风险预警。

（4）预防控制、紧急控制和校正控制的预决策、优化和协调。包括紧急控制与预防控制之间的协调；反馈型控制与预测型控制之间的协调；校正控制与紧急控制之间的协调；恢复控制与其他控制的协调；继电保护与其他控制的协调。

（5）多级调度的协调控制。

（6）与 EMS、动态培训仿真器、电力市场支持系统和动态仿真器等融合，分析电力市场与电力系统的交互影响。

（7）低频振荡起因分析、预防和抑制。

5.5.2 尚有争议的功能

对故障发生后进行控制方案的超实时优化功能有较大争议，此外动态模型与参数的在线辨识也有较大难度。

5.6 理论与应用的瓶颈

WAMS 至今还没有像预期那样广泛用于稳定分析和控制的主要原因是：①在 PMU 采集的相量信息的利用上缺乏突破，数据挖掘工具限于傅里叶变换及 Prony 分析，缺乏可行的方法来求取实测轨迹（特别是稳定轨迹）的稳定裕度；②缺乏将 WAMS 与数字仿真结合的理论及思路；③WAMS 通道的可靠性及其时延的不确定性。

将 PMU 用于实时稳定性分析及开环控制，根据受扰后

短期实测数据预估稳定性，并在失稳前选择并执行控制措施，这是当前研究热点之一。但在非自治因素下单纯依靠轨迹的外推来预测并不可靠，并且即使在没有时间约束的离线环境下，要对有数学模型的仿真曲线进行稳定性量化分析也非易事。若在计算已有轨迹的稳定裕度时没有模型参数可用，其量化分析就更难。更重要的是，只有通过仿真才能在措施实施前确认其效果。不与仿真工具结合，就难以按合理的保守性来确保控制的充分性。

可能的解决途径是将各种广域监测系统和数值仿真系统置于统一的平台上，开发适合 WAMS 应用的电网在线安全稳定评估、预警和决策支持软件，用轨迹分析指导在线计算，用在线计算修正控制对策。通过实测数据和仿真数据相结合的数据挖掘，识别相继故障的先兆特征，掌握相继故障的临界条件和传播模式，从而增强分析和防御停电的能力。

5.7　展望

为有效防御大停电，需要构建综合的防御框架。WAMACS 融合了 WAMS，广域预警系统，广域控制系统与 SCADA/EMS 的功能，有机地集成由 PMU、RTU、故障录波器、保护信息管理系统等不同的数据采集渠道提供的广域信息，辅以数字仿真，实现大电网广域监测、动态分析、保护和控制的整体框架。世界范围内经历了数次大停电后，在从局部解决方案向全局防御框架发展这一点上已基本形成共识。

WAMACS 实现不同时间尺度的数据之间融合、通信融合、设备融合、二次系统融合、分析融合、功能融合、显示融合、决策融合和控制融合的概念和需求，并将提供给调度员的信息提升到知识（理解）甚至智慧（决策）的层次。全面实现在线的稳定量化分析和预决策，基于风险概念，实现预防控制、继电保护、紧急控制、校正控制和恢复控制的自适应优化及多道防线的协调，安全稳定性和运行经济性的协调。

但 WAMS 和 WAMACS 技术尚处于发展初期，虽然在广域动态数据的同步采集的设备与技术方面已经取得了长足的进展，但在如何利用 PMU 数据，从中挖掘深层信息方面还需要大量开创性的工作。

第 6 章 电力市场环境下的调度自动化系统

1 概述

随着电力系统的市场化改革，电网调度中心的职能、工作内容和工作方式已经发生了变化，因此，需要发展与此相适应的新的技术支持系统，传统的电网调度自动化系统也需要适应这一变化。电力市场运营系统、电能量计量系统和发电商竞价辅助决策系统就是适应这一发展而产生的，它们在一起组成了电力市场技术支持系统。

1.1 电力市场及其技术支持系统

1.1.1 电力市场

电力市场是基于市场经济原则，为实现电力商品交换的电力工业组织结构、经济管理和运行规则的总和。电力市场既包括管理机制（即主要采用法律、经济手段而非行政命令对电力的运营交易进行管理），又包括执行系统（交易系统、计量系统、通信系统等）。

电力市场的基本特征是其公开性、竞争性、网络性。其特点是放松管制、有序竞争和信息、网络、电力控制技术的广泛应用。

1.1.2 电力市场技术支持系统

电力市场的运营必须将适合的管理机制和有效的执行系统相结合。电力市场技术支持系统主要包括：①电力市场运营系统；②电能量计量系统；③发电商竞价辅助决策系统。

1.1.2.1 电力市场运营系统

基于电力系统及电力市场理论，应用计算机、网络通信、信息处理技术，满足电力市场运行规则要求的技术支持系统，为电力市场各个环节的安全高效运作提供信息和技术支持工具。

1.1.2.2 电能量计量系统 TMR（Tele-meter Reading System）

主要实现电能量数据的采集、处理、传输、存储等功能；根据相应的统计和结算模型，实现不同用户，不同时段，不同费率下电能量统计功能。

1.1.2.3 发电商竞价辅助决策系统

电厂（发电集团）参与市场竞争的技术支持系统。它辅助发电企业完成市场信息管理、发电成本管理、市场供需关系分析、市场参数预测、报价决策、报价经济评估与风险评估、结算考核管理、经营目标管理和生产运行监视等功能。

1.2 电力市场对调度自动化系统提出的新要求

1.2.1 电力市场商业化运营的要求

1.2.1.1 电能作为一种商品进行交易

电力工业市场化改革极大地改变了系统运行的流程和管理策略。在新的竞争环境中，电能作为一种商品进行交易。

电力与其他商品有所不同，它不能储存、必须实时平衡；它通过输电网络、遵循物理规律、以光速传输；电网必须安全、稳定、优质运营，满足社会需要等。我们不能简单的认为只需将竞争性市场机制引入电力产业，它就能发挥其神奇的功效。事实上，将竞争引入电力行业，实现电力市场运营同时面临技术和制度上的双重问题。

1.2.1.2 负荷预报的准确性

电力市场中的各种长期、中期、短期和实时的交易都是以负荷预报为基础的。这就对负荷预报提出了新的挑战，因为负荷预报的误差将直接影响电力交易的公平有效性。此外，预报误差还为将来的阻塞管理带来了巨大的困难。

随着零售市场的开放，中小零售商进入市场，小区域负荷预报的重要性将变得尤为突出。由于小区域负荷具有比大区域负荷更大的波动性，零售商将面临严峻的挑战。零售市场的一个关键的风险因素就是负荷预报的不确定性，零售商的经济效益很大程度上取决于预报未来负荷的准确性。

1.2.1.3 通过市场交易确定发电计划

电力工业在垄断型经营模式下，发电计划的制定是在考虑安全和一定质量要求的条件下，尽可能提高运行的经济性，即合理地利用现有的能源和设备，以系统运行费用最低（或电厂煤耗成本最小）为目标，安排机组的发电计划，满足系统的负荷需求。

在电力市场环境下，发电计划制定的原则不再是系统运行费用最低，而是社会效益最大。它根据市场成员数据申报，考虑电网功率平衡和机组特性等约束条件，基于“发电商低价优先发电，用电商高价优先用电”的原则，以社会效益最大为目标，编制交易计划。

1.2.1.4 调度自动化系统的数据安全性

电力工业在垄断型经营模式下，发电、输电和配电是同一经济体。大量的经济和技术数据在电力系统内部共享。

在电力市场环境下，包括发电商、购电商在内的各市场成员的报价等信息涉及各自的经济利益，属于私有信息，必须进行保密。电力交易中心不能公布或泄露市场成员的私有信息。在数据的传输过程中，为保证数据不被盗用和篡改，要求进行加密和数字签名。

1.2.2 电力市场环境下电网安全稳定性要求

1.2.2.1 市场交易计划必须满足电网安全性要求

在电力市场中，为了最大程度的体现公平竞价的原则；电力交易中心基于“发电商低价优先发电，用电商高价优先用电”的原则，以社会效益最大为目标，先编制无约束交易计划，但是，所有交易必须满足电网安全约束的要求，需要进行电网安全校核和阻塞管理，最终形成满足电网安全要求的有约束交易计划。

1.2.2.2 市场成员的市场行为导致电网潮流多变

在传统的垂直一体化的电力系统中，电力调度中心统一管理和安排机组的检修、开停机和出力等计划。在离线潮流计算的帮助下，系统一般运行在预先安排的运行方式下，主要线路的潮流及方向较为稳定。

在电力市场中，由于报价和双边交易中市场行为的存在，使得电网潮流可能在两个相邻时段变化很大甚至反向。这就为电力市场中的阻塞管理提出了新的挑战。阻塞管理程序必须快速地判断很多传统电力系统中从来没有出现过的交易计划是否满足电网安全约束，并且在违反安全约束时快速

修改交易计划消除阻塞。

1.2.2.3　阻塞管理要兼顾电网的安全性和交易的经济性

在电力市场中，阻塞管理方案的主要特征已转变为基于报价的带安全约束的最优化调度和再调度。当系统出现阻塞时，根据市场成员的自愿调整报价进行优化调整以实现调整费用最小，这与传统阻塞调度中集中强制式的调度方式不同。

1.2.2.4　辅助服务的市场化

电力工业在垄断型经营模式下，电厂和电网是同一经济实体，各个发电厂按照调度指令提供辅助服务。

在电力市场环境下，辅助服务逐渐从计划走向市场。作为电力市场的一类重要商品，辅助服务对保障电网的可靠性起着重要作用。因此，与辅助服务的获得、定价和结算相关的各种市场设计也应该加以重视。

1.3　电网调度自动化系统和电力市场运营系统之间的关系

1.3.1　系统功能划分

电网调度自动化系统主要用于保障电网的安全稳定运行，主要由数据采集和监视控制（SCADA）、自动发电控制（AGC）及 EMS 高级应用软件等功能模块组成。电力市场运营系统主要用于支持电力工业的商业化运行，主要由数据申报、交易管理、合同管理、信息发布、考核结算等功能模块组成。

1.3.2　系统功能交互

电网调度自动化系统和电力市场运营系统虽然是运行在不同安全区域的独立系统，但是它们之间存在着密切的功能和数据交互关系。

（1）电力市场运营系统通过交易管理系统制定中长期交易计划、日前交易计划以及实时交易计划。实时交易系统根据下一个调度时段的市场成员报价和超短期负荷预报，考虑机组限值和爬坡速率情况下，按市场购电费用最小计算各机组实际发电计划并下发。

（2）高级应用软件中的负荷预报结果可以作为电力市场运营系统中的竞价空间的初始值，并在此基础上计算各类市场的竞价空间。

（3）调度自动化系统中 SCADA 的结果作为电力市场运营管理系统考核结算的依据。高级应用软件的网络拓扑以及状态估计结果作为电力市场运营系统中的阻塞管理软件的初始基值。

1.3.3　数据流转

调度自动化系统和电力市场运营系统中存在各种功能交互关系，其数据也存在着交互关系，流转过程如图 13.6-1 所示，虚线的箭头表示控制数据流。

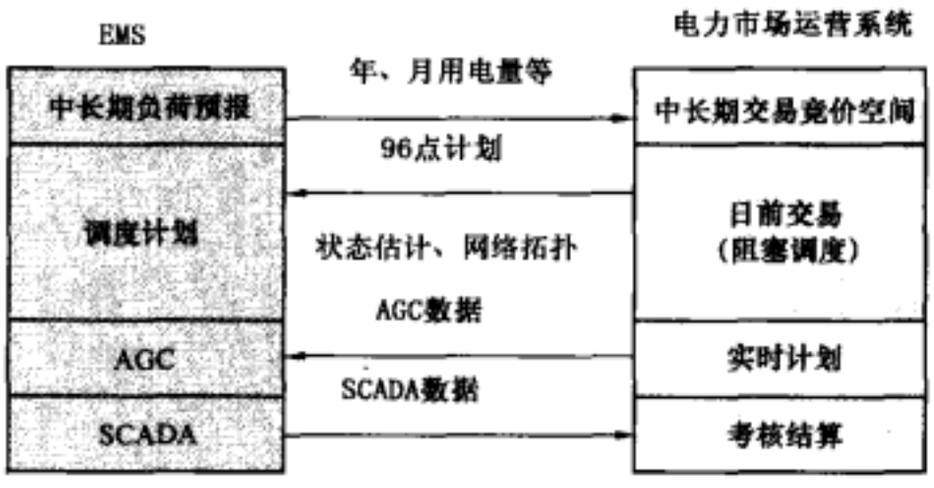


图 13.6-1　数据交互关系图

1.3.4　系统部署（安全分区）

根据《全国电力二次系统安全防护总体方案》的要求，调度自动化系统位于安全Ⅰ区，电力市场运营系统位于安全Ⅱ区，Ⅰ区和Ⅱ区之间部署防火墙，所以调度自动化系统和电力市场运营系统之间通过数据交换平台或者通讯软件实现数据交换。

2　电力市场运营系统与调度自动化系统的业务关系

2.1　与调度自动化系统的业务关系

由于电力交易与电网调度的业务分工不同，归口不同的组织机构，使用人员不同，因此承担电力市场交易的运营系统与承担电网调度运行的能量管理系统是两个相对独立的系统。但是又由于电力市场交易与电网安全运行是密不可分的，因此两个系统在电网模型和数据方面应能方便地互联。

在中长期交易中，特别是年度和月度交易，系统的安全校核与阻塞管理采用电量校核的方法，即根据线路的年度与月度方式的限值对传输电量进行校核。因此，系统需要获取线路的年度方式与月度方式。

在日前与实时交易中，安全校核与阻塞管理进行电力校核，因此系统需要获取能量管理系统中有关遥测遥信量及状态估计结果，计算系统潮流、安全校核与阻塞管理结果，并前将日交易计划和实时交易计划下发各市场成员。

运营系统的实时交易子系统通过能量管理系统获取市场内所有机组（包括 AGC 机组）的量测值；提取市场内各竞价单元的最新重申报价和辅助服务申报；根据下一个实时调度交易时段（如 10min）的供需双方报价，考虑机组限值和爬坡速率，按社会效益最大确定各竞价单元的实时调度交易计划和 AGC 机组的基准计划，并下发实时调度指令。

2.2　与调度自动化系统的数据交互方式

数据的交换通常采用基于文件（如 CIM/XML 或文本等）或相关协议等方式进行数据导入、导出。数据交互应支持自动和人工召唤等方式。

2.3　应用举例

电力市场运营系统是各级电力交易中心建立电力交易与管理平台，实现电力市场运营所必备的技术支持系统。在省级电力市场试点阶段，上海、浙江、山东、辽宁、吉林和黑龙江等 6 个试点单位的电力市场运营系统于 2000 年投入运行。2002 年以后，东北、华东、南方等区域电力市场运营系统相继投入运行。随着区域电力市场的发展和国家、省（直辖市、自治区）级电力市场的完善，各级电力交易中心都需要建立电力市场运营系统。

随着电力改革的深入，电力市场将不断发展，电力市场运营系统的功能也将发展变化。本节根据电力市场的总体要求，提出了典型系统的体系结构、系统网络结构、功能部署、典型的软硬件配置，最后结合中国南方电网电力市场运营系统的实例，介绍了电力市场运营系统的建设实践。

2.3.1　系统典型硬件配置方案

系统硬件平台与系统的规模、存储容量、处理容量应与系统功能、性能和能力需求相匹配，不仅能够充分满足本期现有业务开展的需要，而且能够为未来业务发展所需的系统提供扩展条件。

硬件方案如下：数据库服务器采用高性能 Unix 主流服务器与磁盘阵列构建数据库服务器。应用服务器采用高性能 Unix 服务器用于交易管理、合同管理、考核结算、数据申报、信息发布等。操作与维护工作站采用高性能 PC 工作站。

2.3.2　支持软件配置方案

支持软件包括操作系统、数据库、中间件等。数据库采

用大型商用数据库；操作系统根据服务器与工作站的配置选用与之匹配的主流操作系统，包括 Unix、Linux、Windows 等。中间件可选用 IBM WebSphere、BEA WebLogic 等。

2.3.3 典型系统功能

下面以××电网电力市场运营系统建设为例说明。

××电网电力市场按照总体建设要求，采用分阶段实施的方法，其中第一阶段主要实现年度竞争交易和月度竞争交易。并依此对电力市场运营系统的功能进行配置。

根据××电力市场交易规则确定的年度竞争交易的开市和闭市时间，各市场主体通过主站系统申报电量和电价，主站系统以小时为周期统一出清，在每一个出清周期内，各市场主体对各自未成交电量修改调整申报电价，直到完成年度总竞争电量或到停止交易时间。经阻塞管理后，确定市场交易结果。月度竞争交易包括月度竞争电量交易及省（区）间富余电量交易。各市场主体通过主站系统申报电量和电价。最后主站系统统一出清，经阻塞管理后，确定市场交易结果。

市场交易流程是：电量和电价数据申报；根据输电电价和环保电价对申报数据进行折算；进行交易匹配、计算价差并排序；计算出清电量和电价；安全校核和阻塞管理；确定成交。

系统主要包括数据申报、年度交易管理、月度交易管理、结算管理、合同管理、信息发布等功能子系统，及市场运营管理和系统运行管理子系统。

硬件方案如下：

1）数据库服务器、应用服务器、Web 服务器等采用 Unix 服务器。

2）采用磁盘阵列作为数据存储工具。

3）维护工作站、操作工作站等采用 PC 工作站。

××电网电力市场运营系统网络结构如图 13.6-2 所示。

3 电能量计量系统

电能量计量系统 TMR 主要实现电能数据的采集，处理，传输，存储等功能；根据相应的统计和结算模型，实现不同用户，不同时段，不同费率下电能量统计功能。

TMR 系统广泛应用于发、输、配、用各个环节，以及各级电力企业中。由于不同企业利益主体不同，因此发电企业、网省地各级电网公司和电力用户自然就是电能量计量系统应用的重点。

3.1 系统结构

TMR 系统可由下列几部分构成：厂站系统，包括电能量采集装置和电能表；数据传输通道；主站系统，包括计算机电能量采集和处理系统。电能采集装置也称为 E-RTU.

一个典型的 TMR 系统如图 13.6-3 所示。

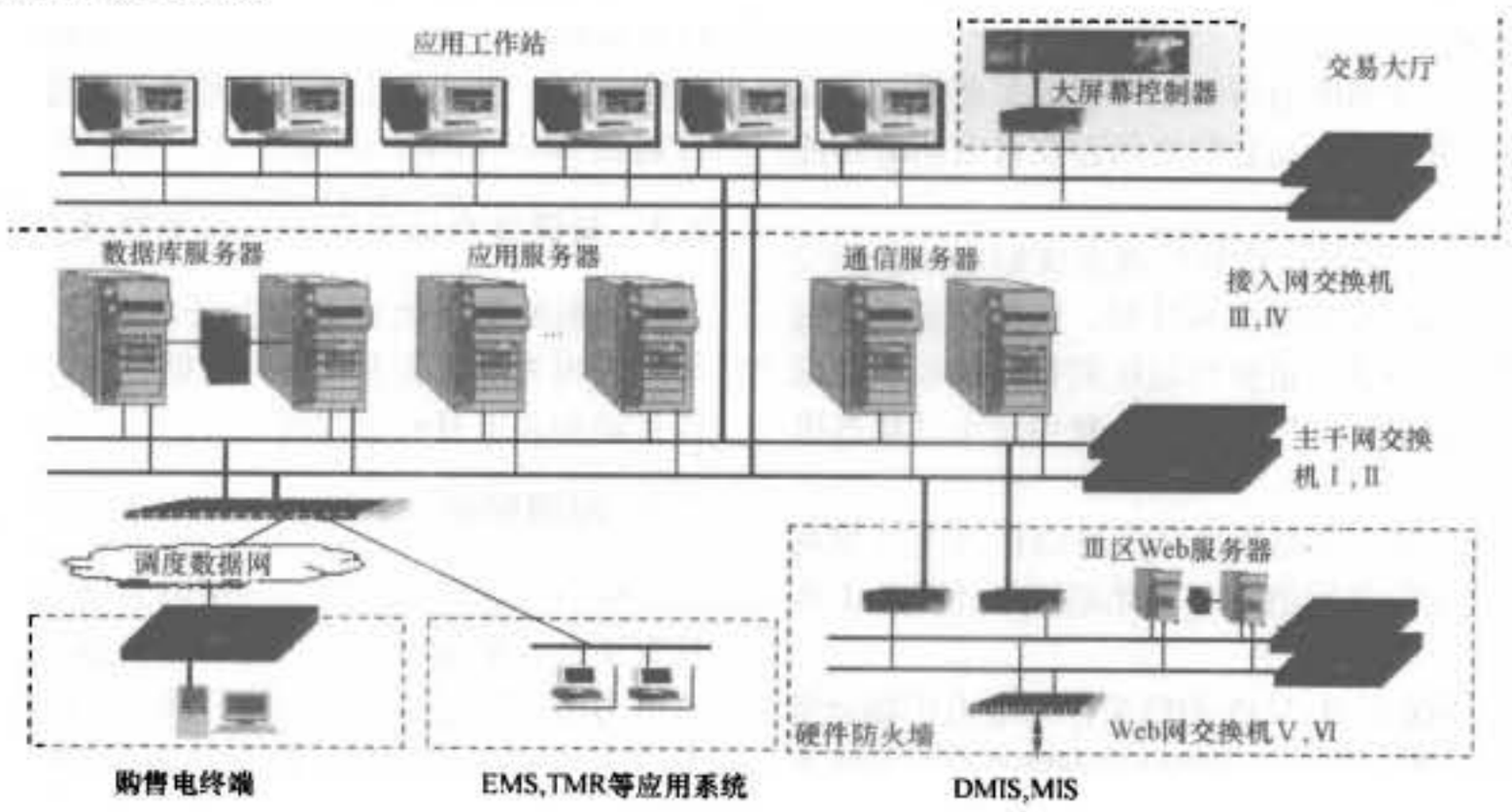


图 13.6-2 ××电网电力市场运营系统网络结构图

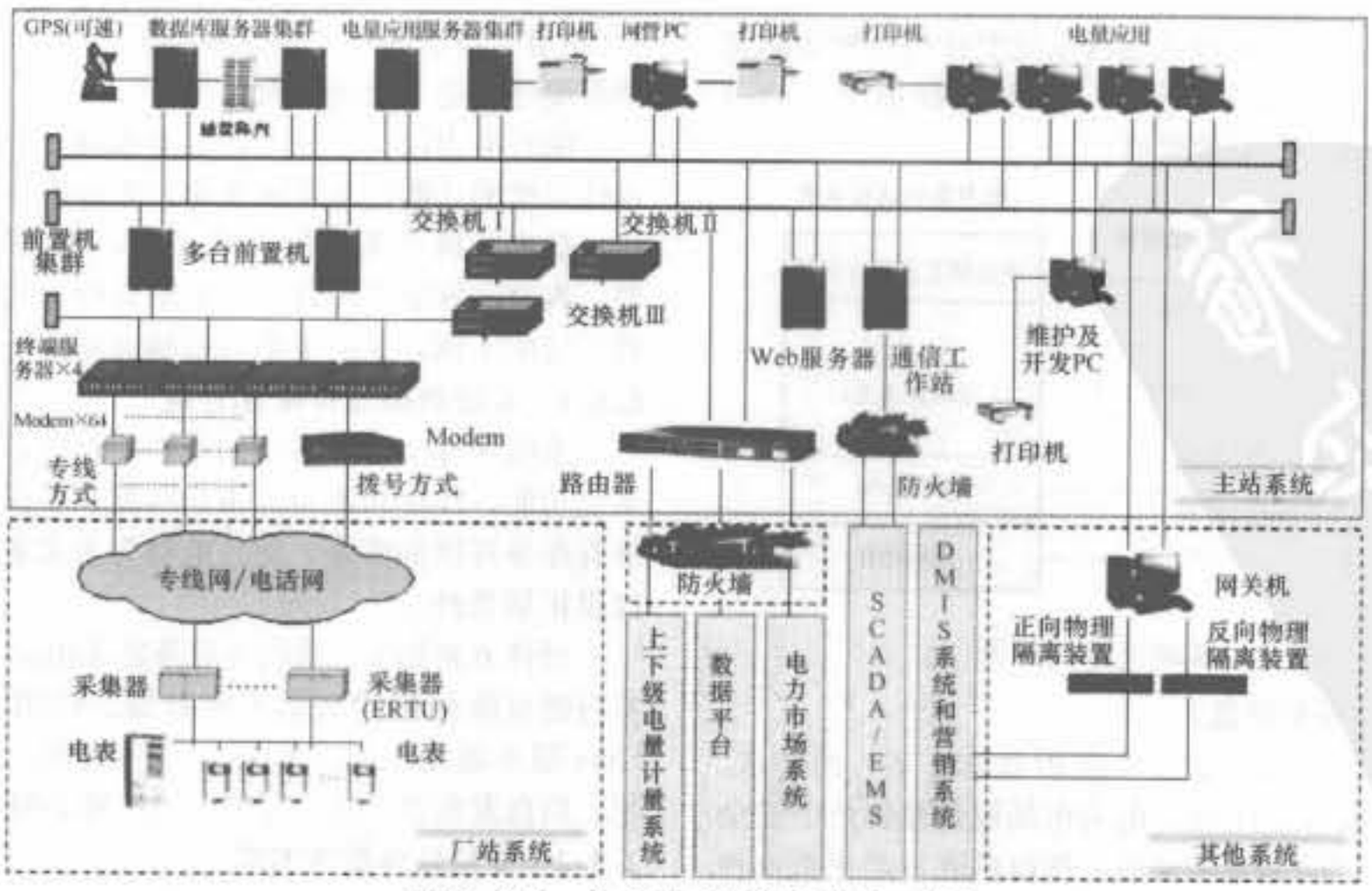


图 13.6-3 典型的 TMR 系统配置图

3.1.1　主站系统

主站系统完成电能数据的采集，处理，传输和存储等功能，然后根据相关的计量模型，形成对各电能结算对象的电能数据进行分时段和分费率统计，并形成相关的结算和考核报表。主要有以下几部分构成：

3.1.1.1　前置采集

前置采集一般由一台或多台前置机组成，前置采集通过一定的规约定时或人工采集电能表、电能计量装置的数据，采集数据可以通过多种通信方式，包括拨号、专线、网络以及 GPRS（General Packet Radio Service）等。如果具备主备通信通道，应该能在主通道故障的情况下，切换到备用通道。前置机在多台运行的情况下应该能支持采集任务的均衡分配，并当其中一台前置机出现故障的时候，其他前置机能正常完成采集任务。

3.1.1.2　数据库服务

电量数据采集上来后，数据将存储到商用数据库中。数据库服务器一般按集群方式配置，当一台机器故障的时候，另一台机器可以提供服务，同时应配置大容量的磁盘存储。电量原始数据不允许修改，对于需要修改的数据，应该是在数据库中原始数据的副本上进行，并打上相关的修改标记。

3.1.1.3　电量应用服务

主要完成对原始电量数据的处理，包括电量数据的校验，对电能数据分时段，分费率的统计，计算公式的统计，是系统核心的应用，一般配置应用服务器集群来保证计算和统计的稳定性和及时性。

3.1.1.4　通信服务

电量数据应用很广泛，需要和相关的系统进行数据交换，因而有必要配置相关的通信服务器进行系统互联，互联应满足相关的安全防护的要求。

3.1.1.5　传输通道

电能量系统的数据传输是非实时的，可以采用电力系统电话通道和公用电话通道（PSTN）（Public Switched Telephone Network），从安全的角度讲，建议用电力系统电话通道，现在的通道方式很多，包括专线、网络以及 GPRS。

3.1.1.6　系统维护

配置维护工作站供相关人员进行系统相关参数的录入和维护。

3.1.2　厂站系统

厂站系统主要包括电能表和相关的采集装置（ERTU）。如果采用直接采集表计的方式，则不需要采集装置（ERTU）。

3.1.2.1　电能表

电能表是计量系统的基础，其精度直接影响整个系统的计量精度。老式的电表一般采用脉冲输出，但由于脉冲的产生，传输和采集等环节存在干扰及不确定因素，影响系统的计量。目前主要采用具有电量存储功能的电子表，以保证电量计量的准确性和稳定性。

3.1.2.2　采集装置（ERTU）

采集装置主要是在厂站采集电表的数据，以前很多电能表不具备储存的功能，在电表数据进行采集后，该装置根据用户的需求设定不同的积分周期和缓存，分别进行相应的存储。然后，主站采集 ERTU 的数据，实现计量数据的采集。

3.2　系统主要功能

3.2.1　主站系统功能

3.2.1.1　电量数据采集

支持多工作站、多通道、多进程并行采集，支持电量冻结功能，自适应波特率，采用数据接口和协议，保证数据采集正确、同步、快速：

1）支持 PSTN，DDN，ISDN，微波，光纤等多种数据传输通道。

2）采用 GPS 时钟源，分级自动对时，确保数据时标准确。

3）支持自动周期采集和人工手动补抄，自动抄表方案灵活配置。

4）支持现场通过手持电脑或人工录入方式追补数据。

5）支持断点续传和通信任务自动恢复。

6）根据通信任务的重要度等级和所需资源的忙闲状态进行任务排序、合并和分配。

7）支持紧急任务优先执行。

8）按资源和通道自动平衡通信负荷。

9）支持经授权的对终端参数的远程维护。

10）支持采集功率、电压、电流、失压、电压合格率等其他数据。

11）数据过滤，纵向横向正确性检验，异常数据自动报警。

3.2.1.2　电量数据管理

1）时标电量记录存储。

2）原始电量记录存储。

3）统计、计算应用数据。

4）自动原始数据复制引擎。

5）故障数据恢复引擎。

6）SQL 存取进行报表和其他处理。

7）事件记录存储。

3.2.1.3　电量数据统计

具有按规定的不同时段、不同区域、不同类别分别累计电量功能。

根据不同的发、用电合同或协议以及电网的具体要求，对采集的电能量数据进行正确的分类。

3.2.1.4　电量数据分析

系统可以对电量数据进行综合分析和评价，为电网运营提供参考信息，以便及时采取措施调整供电方式，提高电网运行的经济性。

3.2.1.5　线损管理和分析

用于每月的线损统计分析和日常的线损管理，及时发现线损管理中存在的各种问题，保证线损统计真实可信。主要分为以下几个功能：

1）电量分析：包括关口电量查询、对象电量查询、计量点对象查询。

2）线损分析：统计分区线损率、分压线损率、分线线损率、大用户线损率以及小指标分析。

3）平衡分析：包括站损分析、网损分析、变损分析、母线平衡分析。

着重于线损数据和电量数据分析对比。提供多种比较方式，表现方式有表格方式和图形方式。

3.2.1.6　安全保密功能

主站可设置不同等级的操作权限，保证系统的安全性，以防止非法设置参数、修改原始数据和统计模型，确保原始数据永不丢失。

对重要信息的操作（如，周期删除硬盘原始数据文件），系统能将操作内容、时间、结果及操作人员姓名存档，供查阅或打印。

系统应能监视设备（包括电量采集终端和通道）的运行工况，具有故障及错误情况的报警和记录功能。

对计费终端传送来的电量数据进行合理性校验，对不合理数据应提示警告。

3.2.1.7 报表和曲线功能

系统应支持在线建立和修改报表的格式和内容，支持计算公式的使用。

3.2.1.8 旁路代功能

当旁路刀闸代替断路器承带线路负荷时，需要旁路代自动识别和旁路电能量自动加入被代线路电能量的功能，旁路电能量时标与被取代线路电能量时标做到无缝连接。可以通过接受 EMS 所采集的有关断路器、隔离开关状态信号，或通过人工置入旁路替代操作设备对象、时间，实现旁路替代时的电量正确统计，并能正确处理线路切换期间的电量分流情况，保证数据的完整性和准确性。

3.2.1.9 数据交换

与上、下级电量计量系统交换以下数据：电网购电计划曲线、审定的供电计划曲线、原始电量数据、各种电量统计数据、电价电费等。

与电力市场运营系统交换以下数据：原始电量数据、各种电量统计数据、发电计划、用电计划。

与能量管理系统及负控系统交换以下数据：负荷曲线、断路器及隔离开关状态、电量及考核结果。

与生产管理信息系统交换以下数据：各种电量数据、各种考核结果等。

3.2.1.10 报警管理

系统提供对各种异常情况进行报警，主要对下列情况进行报警：

表计事件报警、ERTU 事件报警、通信状况报警、旁路信息报警、数据异常及超阀值报警。

3.2.2 厂站侧终端主要功能

1）具有采集电能表电能量及相应的事件信息的功能，并根据主站的需要向主站传送，对电能量按人工设置的多个时段进行分时累计和存储。

2）提供本地数据读取功能，保证在通道故障或主站故障时能从本地读取数据。

3）配置内置 Modem 及网卡，通过程控交换网及电力调度数据网，与两个或两个以上主站系统通信。

4）具有与厂站其他设备接口能力，可与当地监控等系统进行数据通信。

5）具有时钟显示，该时钟可人工设置。与主站建立通信后能与主站对时，跟踪主站的时钟。能接入厂站内已有的 GPS 时钟信号。

6）具有自检功能，发生故障可向主站和当地告警。当失电后恢复供电时，能向主站和当地报告。

7）具有当地数据显示窗口，通过当地显示窗口可以读出各类运行参数和电量数据。

8）厂站端可通过便携式 PC 机或主站远程设置、修改时段、电能量数据冻结周期、电能/脉冲系数值等运行参数，但应设置相应的保护措施（如口令等）以防非法设置、修改。参数修改后，新的电能量等数据按照修改后的参数要求存储数据，历史数据则保持不变。

9）既能采集电能表负荷曲线又能采集增量值和窗口值，能采集电能表所能上传的所有信息，并能上传到主站。

10）支持交直流同时供电，电源切换不影响计量终端正常运行。

3.2.3 电表主要功能

1）为全电子式，具有正反有功、四象限无功电能量计量的功能。

2）具备最大需量的测量功能。

3）采用三相四线制或三相三线制。

4）具有 4 路脉冲输出、2 路 RS485 串口输出。此外，另配置 1 路专用通信接口对电能表进行调试维护，并读取电能表的电量值，保证在通道故障时保证主站数据的完整性。

5）具有断相、TV（PT）失压记录、编程等事件记录告警功能。

6）可设置 TA（CT）、TV（PT）变比，以便对应一次侧电流、电压参数。

7）应具备多时段、多费率设置功能。

8）具有当地窗口显示功能，可在面板上显示电量，测量值显示位数 8 位，并可编程设定小数点位；异常情况下显示故障和告警信息。

9）电能表的存储容量：按每分钟存放双向有功/无功电能量数据统计，至少可存储 30 天的数据。

10）具有辅助电源供电方式，并可与 TV 自动切换。当外接电源中断时，表内的电能量数据不丢失。

11）应能满足多个系统同时读取数据，各个通信口可以支持不同规约同时传送电能表数据。数据通信时不应影响电量的准确计量。

12）支持 DL/T 645—1997《多功能电能表通信规约》、电能表通信规约 IEC 61107 和 IEC 62056（DLMS）等规约。应提供完整的电能表通信规约文本。

3.3 典型应用

目前网省级调度部门、部分地调和少量的县调都已完成电能量计量系统的建设，随着电力走向商业化运营，各级调度部门、大用户、发电企业都将建立计量系统。本文以某省电网电能量计量系统为例说明，该系统包括省调主站系统和 13 个供电公司的主站系统。

系统采用基于 J2EE 和 .Net 的混合统一平台，使用 DB2 数据库完成电量数据的存储，每套系统均配置了高档的 EMC 磁盘阵列，以保障电量数据的可靠性，系统采用直接采集电表和采集电量终端相结合的方式获取电量数据，可以大规模的直接采集电表数据，系统不仅采用了国际流行的 IEC 62056 规约，并且采用了多达 10 台前置机的采集方式，同时系统大规模地使用了国调制定的 E 语言作为系统的统一互联接口，除了省公司采用小型机，安装的是 Unix 操作系统，其余的硬件均采用 PC 服务器，安装 Windows2003 操作系统。虽然省公司系统和地区系统采用的硬件和操作系统不同，由于系统采用了跨平台的设计，仍能保证省、地系统的一致性。同时系统采用了先进的多层架构，系统的可伸缩性很强，在省公司和地区系统规模不一的情况下，系统也能适应。省、地系统详细的配置分别如图 13.6-4 和图 13.6-5 所示。

该系统主要功能用于完成上网下网侧计量关口点的电能量采集、处理，并实现各地网供电量、各县网供电量和各电压等级网损的计算。并通过网络与各地区供电公司交换电能计量信息，同时与本公司有关生产管理部门实现信息共享。

4 发电商竞价辅助决策系统

发电商竞价辅助决策系统是电厂（发电集团）参与市场

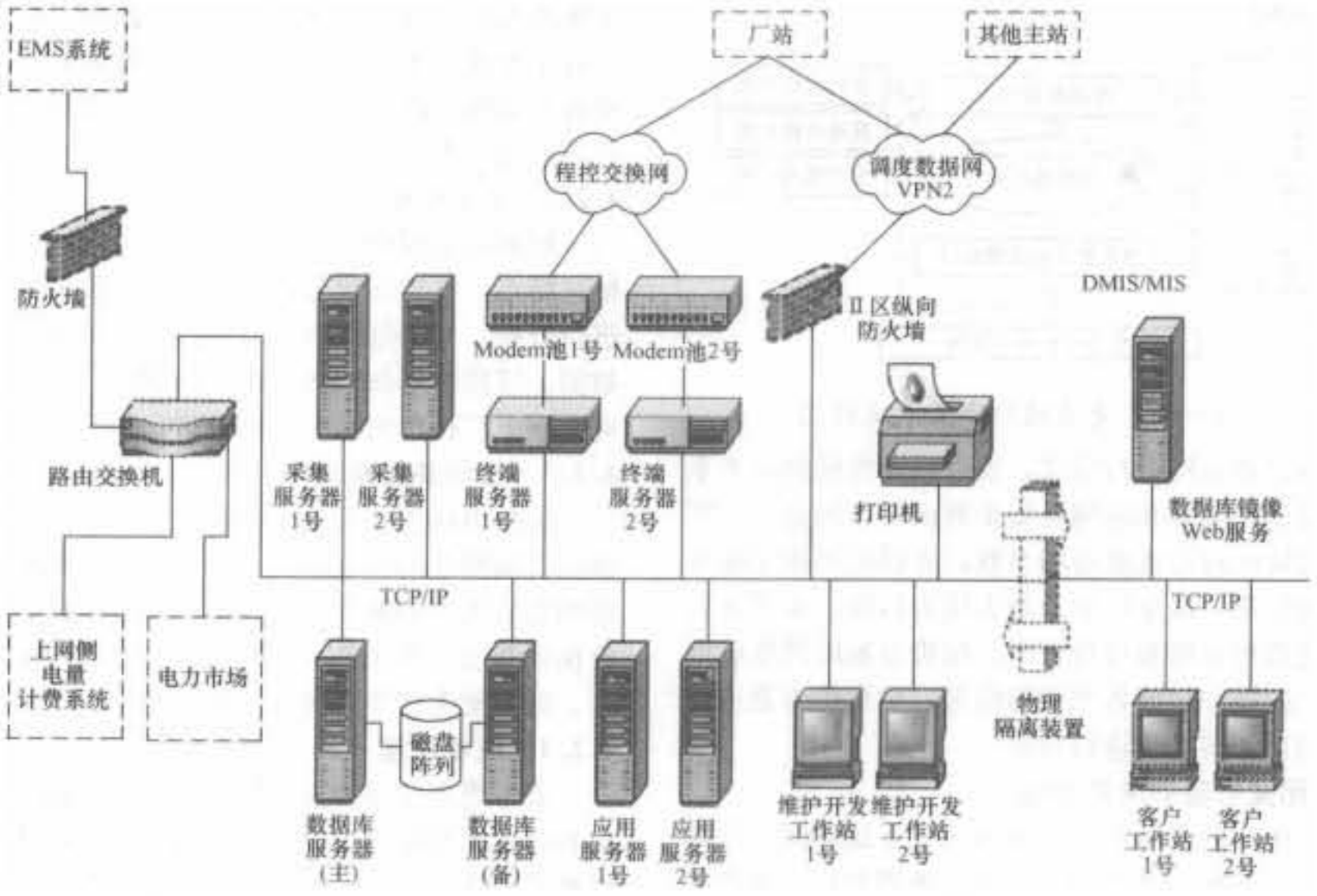


图 13.6-4　某省电力公司系统结构图

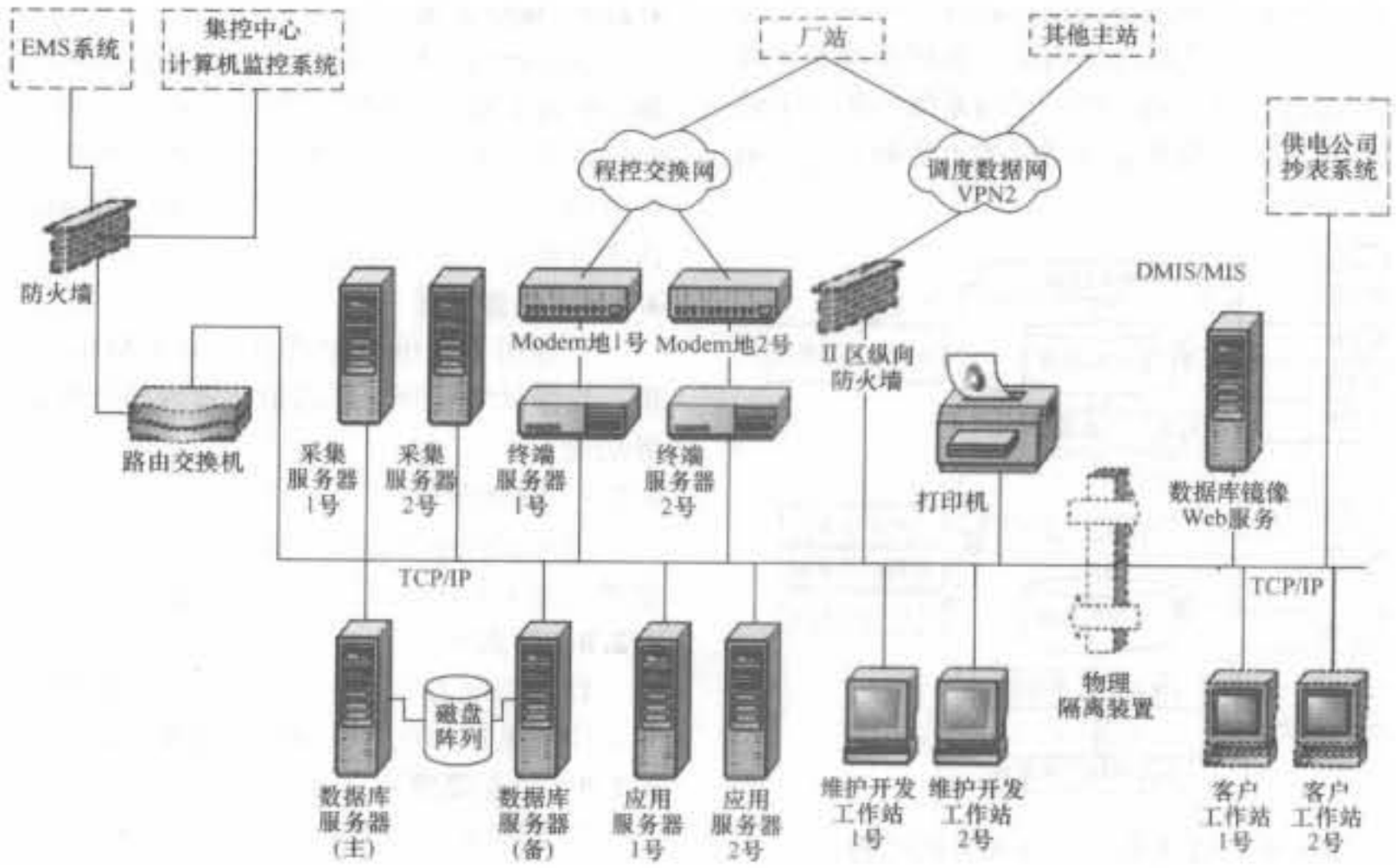


图 13.6-5　供电公司系统结构图

竞争的技术支持系统，它辅助发电企业完成市场信息管理、发电成本管理、市场供需关系分析、市场参数预测、报价决策、报价的经济评估与风险评估、结算考核管理、经营目标管理和生产运行监视等功能。

电力市场化改革将市场机制引入电力工业，传统的发、输、配、用环节将逐步分离，演化为市场中的买方、卖方、输电机构和交易中心。发电商作为电力生产方，为积极主动参与市场，需要一套辅助系统支撑。

发电商竞价辅助决策系统作为电厂侧独立运营系统，与电力市场运营系统和厂内生产管理系统自动交换信息，辅助电厂参与市场竞争。各发电集团在一个市场中可能拥有多家电厂，为指导下属电厂积极主动参与市场，实现集团效益最大化的经营目标，发电商竞价辅助决策系统功能可分散部署在集团公司和各下属电厂，集团公司与电厂之间通过信息共享、协调运作，共同完成市场竞争。

4.1　系统结构

发电商竞价辅助决策系统的主要功能模块包括信息管理、发电成本分析、市场供需关系分析、电网输电能力分析、市场参数预测、报价决策、经济评估、风险评估、结算考核、交易管理、经营计划管理、生产运营监视等。无论用于单一电厂，或者用于拥有多个电厂的发电集团，其主要功能和业务流程大致相似，但上述功能的部署结构和交互方式大不相同。

4.1.1　单一电厂竞价辅助决策系统

用于单一电厂的发电商竞价辅助决策系统，所有功能模块部署在电厂。通过市场接口软件与交易中心交换信息，下载各类市场公共信息和私有信息，上传报价方案和争议申请。通过电厂内部接口软件与厂内生产管理系统和实时生产系统交换电厂运行信息。系统结构如图 13.6-6 所示。

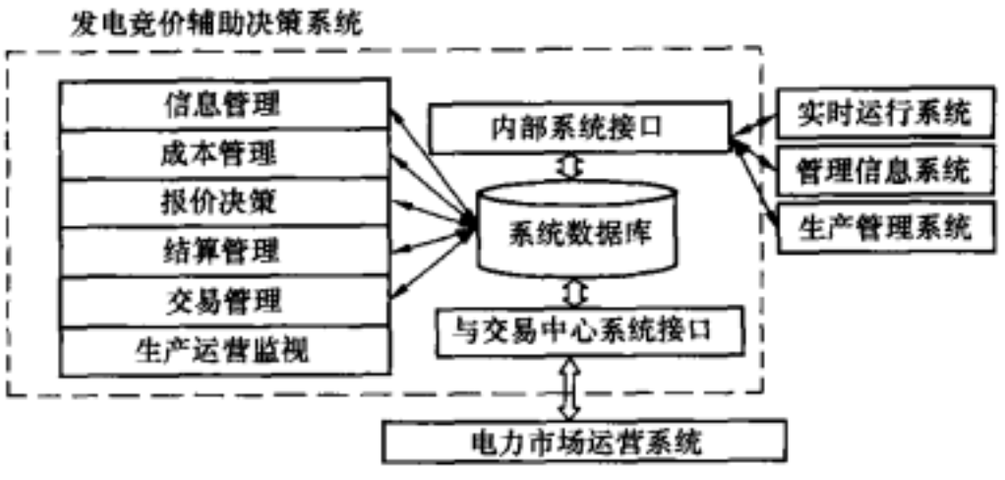


图 13.6-6 单一电厂竞价辅助决策系统结构

根据市场信息和电网运行信息，发电商竞价辅助决策系统自动分析市场供需关系和电网各安全断面对市场竞争的影响，预测市场清算电价等重要市场参数，参照机组固定成本和变动成本分析结果，以全厂利益最大化为目标，兼顾竞价风险，确定最优竞价策略和报价方案。报价方案经核准后申报到交易中心，验证并存储各类交易结果，对竞价方案进行事后评估，对结算考核结果进行校验。

4.1.2 发电集团竞价辅助决策系统

与用于单一电厂的发电商竞价辅助决策系统不同，发电集团竞价辅助决策系统的部分功能部署在集团公司，称为集团主站系统；另外一部分功能模块部署在电厂内部，称为电厂子站系统。电厂子站系统通过市场接口软件与交易中心交换信息，通过电厂内部接口软件与厂内生产管理系统和实时生产系统交换电厂运行信息。通过电厂子站系统与集团主站系统的接口实现各类市场信息和报价结果的上传和下达，系统结构如图 13.6-7 所示。

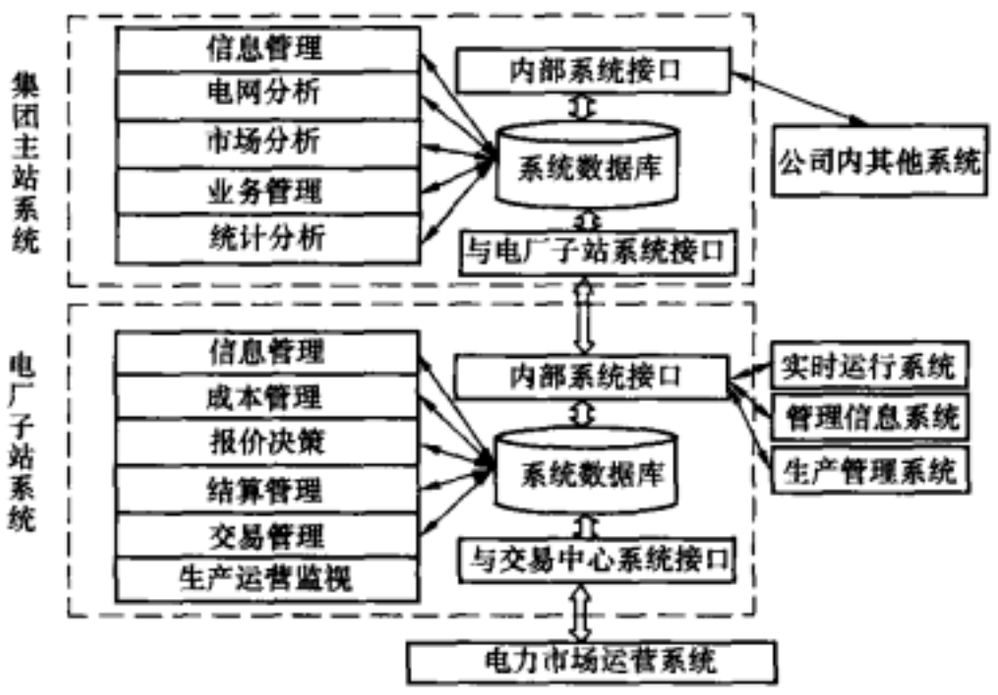


图 13.6-7 发电集团竞价辅助决策系统结构

发电集团竞价辅助决策系统的运作过程是集团主站系统与电厂子站系统的协调运作过程。以日前交易参与过程为例，市场信息公布后，电厂子站系统将采集到的市场信息和厂内生产信息传送到主站系统；由主站系统分析输电通道限制形成的各分区电网的供需关系，预测市场重要参数，发送到各下属电厂；电厂子站系统以电厂利益最大化为目标，形成各竞价机组的自动竞价方案，根据经济性和风险评估结果，借助人工竞价工具对自动竞价方案修改，并将报价预案发送到集团主站；集团公司以集团利益最大化为目标，对各厂报价预案进行评估，并将调整意见下发电厂；电厂对竞价预案调整，批准后申报到电力交易中心，并将中标结果、计划执行结果和结算数据发送集团主站系统；集团公司对竞价结果分析评估，对各厂经营状况考核。

4.2 系统功能

4.2.1 信息管理

通过与电厂内部系统接口、电力市场运营系统接口自动采集各类市场发布信息、电网运行信息、厂内运行信息。通过人工方式采集厂内各类生产经营计划和盈利指标数据，在对各类数据的即时采集和归档处理的基础上，将分析数据向公司内部发布。

4.2.2 电网分析

根据采集到的市场运行数据和电网运行计划，根据电网输送特点，自动形成分区市场，对各个分区市场的供需形式进行分析。对小范围内的电厂报价策略重点分析，提出参考数据。特别对局部地区内机组的启停、电网运行方式的变化对个别电厂报价的影响进行分析。

4.2.3 市场参数预测

根据市场历史信息和电网历史信息，考虑未来市场需求情况，预测全网系统负荷、分区系统负荷和市场清算电价等影响竞价决策的重要市场参数。目前负荷预测和市场清算电价预测算法主要有时间序列法、人工神经网络法、相似日法、动态聚类法等多种方法。

4.2.4 成本管理

成本管理是竞价辅助决策分析的基础，它为市场报价人员和分析人员提供电厂成本计算与分析的工具，用于完成上网机组的成本计算、进行上网机组“量、本、利”分析、上网机组发电成本预测等工作，并将分析结果用于竞价决策。

4.2.5 报价决策

在分析历史信息的基础上，结合市场最新发布信息和市场分析预测结果，根据最低运行成本要求、自动优化竞价策略和竞价方案的收益分析，评估预定盈利指标的合理性和改进方向。目前主要竞价决策算法有：市场清算电价预测法、博弈分析法、成本分析法等。

4.2.6 业务管理

主要用于竞价数据管理，竞价指标管理，发电计划管理，检修计划管理，经营指标管理和竞价事后评估分析等业务功能。

4.2.7 统计分析

用于完成电力市场竞价结果总结和竞价利润统计分析，它是动态分析电厂竞价情况并上报统计数据的重要工具。

4.2.8 结算考核

计算与电力交易中心发生的各类费用，并生成分类账单，实现电厂与电力交易中心电费结算方式的同步校核。

4.2.9 交易管理

用于完成合同管理、交易数据管理、报价经济性评估、竞价方案风险评估等功能。

报价经济评估模块根据竞价机组的变动成本、固定成本分摊、目标电量电价、报价方案和中标结果，评估报价前后竞价机组的收益情况和报价方案的合理性。

竞价方案风险分析模块通过对电网历史运行信息和市场历史交易信息进行分析，得出各类重要电网运行参数和市场参数的分布特点，依据当前市场参数预测结果，估算各竞价方案的期望收益和风险，指导报价人员合理选择报价方案。

4.2.10 生产运营监视

为电厂人员提供查询各类生产信息、合同信息、生产计划、统计数据、检修计划的综合平台，使电厂人员及时了解本厂的各种经营指标、生产计划、合同信息以及实际执行状况，同时为报价决策、成本管理系统提供本厂的检修、燃料等数据。

4.2.11 系统接口

与电力市场运营系统接口，下载各类市场公共信息和市

场私有信息，提交各类申报方案和争议申请。

与厂内其他应用系统接口，实现厂内生产运行信息和管理信息的接入。

主站系统与子站系统接口，在发电集团竞价辅助决策系统中实现主站系统与电厂子站系统间的数据交换、信息共享。

4.3　与调度自动化系统的交互关系

发电商竞价辅助决策系统需要使用来自调度自动化系统的电网运行数据和机组计划数据。其中机组调度计划和AGC控制指令直接来自调度自动化系统；而历史负荷、预测负荷、电网安全约束等信息则通过电力市场运营系统从调度自动化系统获取。

4.4　应用举例

国内用于发电集团的发电竞价决策系统案例有中国电力投资集团公司华东分公司电力市场管理系统。该系统由一个部署在华东分公司的区域主站系统和部署在吴泾、闵行、常熟、平圩和芜湖的电厂子站系统组成，主站系统和子站系统协调运作，参与华东市场竞争。

4.4.1　典型技术实现

发电商竞价辅助决策系统不仅需要适应发电企业业务变化的需求，还必须能够适应所在市场的交易规则变化的需求。发电商竞价辅助决策系统必须具有较强的开放性和可扩展性，能够快速响应市场变化，需要将计算机底层实现和业务应用相分离。

为此，采用最为常见和有效的分层设计方式，如图13.6-8所示。其结构划分为六层，分别是数据层、公共服务层、应用服务层、控制层、通信接口层和客户层。



图13.6-8　发电商竞价辅助决策系统分层结构

数据层为发电商竞价辅助决策系统提供数据总线。公共服务层为各业务模块提供公共服务，不受业务变化影响，提供的各功能与系统业务相对独立，供应用服务层调用。应用服务层是系统的核心组成部分，实现各类业务逻辑。根据系统的业务需求，每个应用模块内部又可以划分为多个小的模块。每个模块的接口相对固定，接收外部调用请求，内部计算逻辑采用软件库方式，在接口方式不变的情况下，能够根据市场模式和市场规则不同配置不同的算法。控制层是发电商竞价辅助决策系统的门户，所有的系统终端调用和外部系统调用都要通过控制层，根据客户端的调用请求，控制层调用相应的应用服务和接口服务。通信接口层对服务地址和数据通信的封装，向客户端提供一个透明的服务访问接口。客户层主要完成人机交互功能，接收使用人员的操作请求，调用控制层提供的服务，显示计算结果和查询结果。

发电商竞价辅助决策系统的分层分布特点，要求系统实现技术能够支持分层分布系统实现。目前用于分层分布系统开发的主要规范和技术有J2EE、.Net和CORBA，其中J2EE能够支持系统跨平台运行，并且继承的陈旧技术较少，易于使用。除上述三种主流技术外，也可以通过自主开发类中间件的方式实现，这样虽然对标准化适应性较低，但在计算速度、灵活配置方面具有特定的优势。

4.4.2　典型软硬件配置

电厂子站系统硬件配置如图13.6-9所示，软件功能主要有：

1）信息管理，包括市场信息管理和电厂运行信息管理。

2）成本分析，包括竞价机组固定成本分析、变动成本分析和发电成本预测。

3）报价决策，包括市场清算电价预测、自动竞价决策和人工竞价决策。

4）交易管理，包括合同管理、历史交易管理、事后分析和经济评估。

5）生产运行监视，包括动态监视机组计划跟踪情况。

6）统计分析，包括竞价利润统计和计划完成统计。

7）结算考核，包括结算数据校验、结算过程校验和结算结果校验。

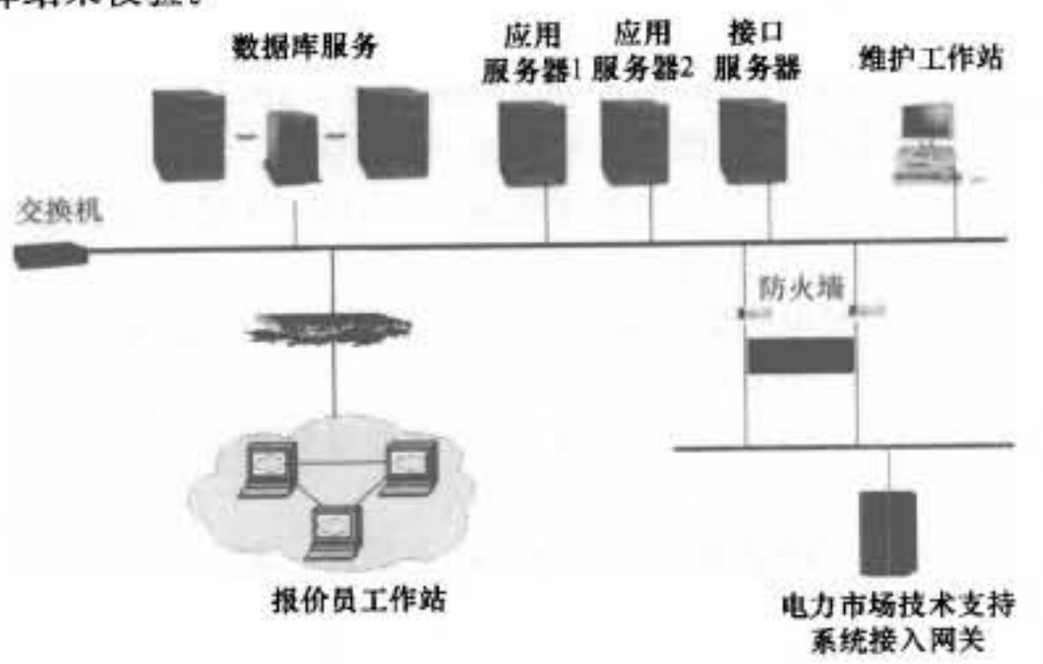


图13.6-9　电厂子站系统硬件配置

发电集团主站系统软件功能主要有：

1）信息管理，包括市场信息、电厂运行信息和集团公司内部生产管理信息。

2）电网分析，电网输电能力分析、分区电网发供电形式分析。

3）竞价指导，包括负荷预测、市场清算电价预测、月度市场和日前市场自动竞价决策及人工竞价决策。

4）业务管理，包括生产经营计划制定与评比。

5）统计分析，包括各竞价机组和电厂竞价收益统计和计划完成统计。

6）报价协作，集团内部交流论坛。

7）交易管理，包括年度合同管理、月度、日前历史竞价数据和中标结果管理。

8）结算考核，包括各竞价机组竞价收益评比和竞价后实际收益评比。

参 考 文 献

[1] 中华人民共和国电力法.

[2] 电网调度管理条例.

[3] DL 755—2001 电力系统安全稳定导则. 北京：中国电力出版社，2001.

[4] T. E. DyLiacco, The Adaptive Reliability Control System, IEEE Trans. on Power Apparatus & Systems, 1967, PAS-86: 517-531.

[5] F. C. Schweppe, Power System Static-State Estimation, Pt Ⅰ-Ⅲ, IEEE Trans. on Power Apparatus & Systems, 1970, PAS-89: 120-135.

[6] U.S. -Canada Power System Outage Task Force, "Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations", April 2004. https: //reports. energy. gov/.

[7] 吴玉生，王明俊，杨秋恒，吴杏平，赵君，蒋建民，曹连军，孙超. 一个面向对象的、开放式系统结构的 EMS/DMS 支撑环境. 中国电机工程学报，1996，16 (6)：370-373.

[8] B. M. Zhang, S. Y. Wang, N. D. Xiang, M. Z. Zhu, Y. M. Deng, M. L. Xu and J. M. Jiang, "A State Estimator with Real-Time Implementation in Northeast China Power System", Int. Conf. on Advances in Power System Control, Operation and Management, Hong Kong, Nov. 5-8, 1991.

[9] 张伯明，王世缨，相年德，邓佑满等. 东北电网在线静态安全分析和最优潮流. 中国第 21 届大电网运行会议. 1992 年 11 月.

[10] 国家电力监管委员会令第 5 号. 电力二次系统安全防护规定. 2004.

[11] 于尔铿，刘广一，周京阳. 能量管理系统（EMS). 北京：科学出版社，1998.

[12] 于尔铿主编. 电力系统状态估计. 北京：水利电力出版社，1985.

[13] IEC 61850 Communication Networks and System in Substations. 1999.

[14] 张慎明，卜凡强，姚建国等. 遵循 IEC 61970 标准的实时数据库管理系统. 电力系统自动化，2002，26 (24)：26-30.

[15] 徐立子，徐四益. 电网调度计算机控制系统. 陕西科学技术出版社，1990.

[16] 陈仁发，张德民，任险峰编著. 数字通信原理. 科学技术文献出版社，1994.

[17] 孙宏斌，张伯明，郭庆来，杨志新，王小英，李海峰. 基于软分区的全局电压优化控制系统设计. 电力系统自动化，2003，27 (8)：16-20.

[18] 张海波，张伯明，孙宏斌，吴文传. 电力系统状态估计可观测性分析中关于量测岛合并的理论分析. 中国电机工程学报，2003，23 (2)，46-49.

[19] B. M. Zhang, K. L. Lo. "A Recursive Measurement Error Estimation Identification Method for Bad Data Analysis in Power System State Estimation". IEEE Trans. on Power Systems, 1991, PWRS-6 (1): 191-197.

[20] 莫维仁，张伯明，孙宏斌，胡子珩，刘顺桂，扩展短期负荷预测的原理和方法. 中国电机工程学报，2003，23 (3)：1-4.

[21] B Stott, J L Marinho, Linear Programming for Power System Network Security Applications, IEEE Trans on Power Apparatus & Systems, 1979, PAS-98 (3).

[22] 张伯明，杨健. 一个规范化的计算机故障分析计算方法. 清华大学出学报，1995，35 (2)：32-38.

[23] 张伯明，陈寿孙. 高等电力网络分析. 北京：清华大学出版社，1996.

[24] D I Sun, et al. Optimal Power Flow by Newton Approach, IEEE Trans on Power Apparatus & Systems, 1984, PAS-103 (10): 2864-2880.

[25] Z. Yan, N. D. Xiang, B. M. Zhang, S. Y. Wang and T. S. Chung, A Hybrid Decoupled Approach to Optimal Power Flow, IEEE Trans. on Power Systems, May 1996, PWRS-11 (2): 947-954.

[26] 薛禹胜. 运动稳定性量化理论—非自治非线性多刚体系统的稳定性分析. 南京：江苏科学技术出版社，1999.

[27] 张伯明，吴素农，蔡斌，吴文传，孙宏斌，郭琦. 电网控制中心安全预警和决策支持系统设计. 电力系统自动化，2006，30 (6)：1-5.

[28] B. M. Zhang, H. B. Zhang; B. J. Wen; T. Huang, Q. W. Wang, W. W. Tao, Interaction and Coordination between Multiple Control Centers — Development and Practice, CIGRE 2006, SC C2 System Control and Operation.

[29] Draft IEC 61970: Energy Management System Application Program Interface (EMS-API): Part 1-2, Part 301-303, Part 401-405, Part 407, Part 453.

[30] 张慎明，刘国定. IEC 61970 标准系列简介. 电力系统自动化，2002，26 (14)：1-6.

[31] T L Saxton, CIM XML Interoperability Test I Final Repoat, Xtansible Solutions Inc., 2001.

[32] 全国电力系统控制及其通信标准化技术委员会 EMS-API 工作组，国内第 4 次 EMS-API 互操作试验介绍. 电力系统自动化，2004，28 (16)：1-3.

[33] Thomas J. Overbye. 电力系统可视化技术. 电力系统自动化 2005，29 (16)：60-65.

[34] Marek Zima, Mats Larsson, Petr Korba, Christian Rehtanz, Goran Andersson: Design Aspects for Wide-Area Monitoring and Control Systems, Proc. of the IEEE. May 2005, 93 (5): 980-996.

[35] F. Maghsoodlou; R. Masiello; T. Ray: Energy Management Systems, IEEE Power and Energy Magazine, Sept. - Oct. 2004. 2 (5): 49-57.

[36] F. F. Wu; K. Moslehi; A. Bose: Power System Control Centers: Past, Present, and Future, Proc. of the IEEE. Nov. 2005, 93 (11): 1890 - 1908.

[37] 张伯明，孙宏斌，吴文传. 3 维协调的新一代电网能量管理系统. 电力系统自动化. 2007，31 (13)：1-6.

[38] "Workshop Proceedings: Power System Operator Training Simulators," EPRI WS-78-128, August 1979.

[39] "Considerations in Designing and Using Power System Simulators," EPRI EL-3 192, Project 1915-1,

Final Report, April 1984.

[40] R. Podmore, et. al. "An Advanced Dispatcher Training Simulator". IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Jan 1982, PAS-101 (1): 17-25.

[41] Subramanian Vadari, Kendall Demaree, Davis Hwang, Gary Miller, Robert Waldele. "An Online Implementation of Transient Stability in a Dispatcher Training Simulator". IEEE Trans. on Power Systems, 1991, PWRS-6 (1): 135-141.

[42] 孙宏斌，张伯明. "EMS/DTS一体化设计". 中国电力，1999，32 (8)：23-27.

[43] 张慎明，姚建国. 调度员培训仿真系统（DTS）的现状和发展趋势. 电网技术，2002，26 (7)：60-66.

[44] 张力平. 电网调度员培训模拟（DTS). 北京：中国电力出版社，1999.

[45] 吴文传，孙宏斌，张伯明. 新一代 EMS/DTS 一体化系统中基于自定义建模的自动装置模拟. 电力系统自动化，2000，24 (4)：57-60.

[46] Debs A, Hansen C, Wu Yu-Chi. "Effective Electricity Market Simulators". IEEE Computer Applications in Power, 2001, 14 (1): 29-34.

[47] Sebastien Gissinger, Philippe Chaumes, Jean-Paul Antoine, etc. "Advanced Dispatcher Training Simulator". IEEE Computer Application in Power, 2000, 13 (2): 25-30.

[48] 孙宏斌，张伯明，吴文传等. 面向地区电网的调度员培训仿真系统. 电力系统自动化，2001，25 (4)：49-52.

[49] 汤涌，宋新立，刘文焯，周孝信. "电力系统全过程动态仿真中的长过程动态模型—电力系统全过程动态仿真软件开发之三". 电网技术，2002，26 (11)：20-25.

[50] 孙宏斌，吴文传，张伯明. 电网调度员培训仿真系统的新特征和概念扩展. 电力系统自动化，2005，29 (7)：6-11.

[51] 孙新德等. 华中电网水调自动化系统的开发与应用. 水电自动化与大坝监测. 2004，28 (2)：68-70.

[52] 国家电力调度通信中心.《电力系统水调自动化功能规范》和《电力系统实时数据通信应用层协议 DL 476—92 在水调系统中的应用》. 2000 年 5 月.

[53] 国家电力调度通信中心.《电网水调自动化系统实用化要求和验收细则》. 2001 年 5 月.

[54] 裴哲义. 水电厂水情自动测报系统和电网水调自动化系统发展回顾与展望. 水电自动化与大坝监测，2005，29 (3)：1-4.

[55] 孙新德等. 华中电网水调自动化系统的功能设计. 华中电力，2000，13 (2) 25-27.

[56] Uman, M. A, "The Electromagnetic Radiation from a Finite Antenna", Am. J. Phys., 1975, (43): 33-38.

[57] Krider E P, Noggle R. C, Uman M A. A Gated Wide Band Magnetic Direction Finder for Lightning Return Strokes. Journal of Applied Meteorology, 1976, (15).

[58] 陈家宏，康文斌等，雷电电磁波到达时刻的探测方法，发明专利，ZL 1997 1 09239. 7.

[59] W. Schulz, Lightning Peak Currents Measured On Tall Towers and Measured with Lightning Location Systems, 18th International Lightning Detection Conference, June 2004. Helsinki, Finland.

[60] 陈家宏，郑家松，冯万兴等. 雷电日统计方法 [I]. 高电压技术. 2006，32 (11)：115-118.

[61] 中国电机工程学会继电保护运行技术分专委会.《继电保护及故障录波器信息处理系统技术规范》.

[62] 高翔，张沛超，章坚民. 电网故障信息系统应用技术. 北京：中国电力出版社，2006.

[63] 鄢安河，张献义，张平阳. 保护与故障信息系统的构象与发展趋势. 第二十九届中国电网调度运行会收录论文全集，2005.

[64] 刘清瑞. 对建立电力实时数据网络安全机制的探讨. 电力自动化设备，2003，23 (12)：73-76.

[65] 于尔铿等. 电力市场. 北京：中国电力出版社，1998.

[66] 赵遵廉等. 电力市场运营系统. 北京：中国电力出版社，2001.

[67] 国家电力监管委员会. 电力市场技术支持系统功能规范（试行）. 2004.

[68] 国家电网公司. 电力市场运营系统功能规范和技术要求. 2006.

[69] 宋燕敏等. 区域电力市场运营系统部署方案. 电力系统自动化，2005，29 (1)：6-9.

[70] 倪彪，周浩. 发电报价系统设计与应用. 电力系统自动化，2005，29 (1)：10-12.

第14篇 电力系统继电保护和安全自动装置

主编单位：华北电力大学

主　　编：杨奇逊　黄少锋　刘建飞　毕天姝

执　　笔：杨奇逊　华北电力大学

黄少锋　华北电力大学

刘建飞　华北电力大学

毕天姝　华北电力大学

秦应力　四方继保自动化股份有限公司

任雁铭　四方继保自动化股份有限公司

主　　审：周孝信　中国电力科学研究院

杨奇逊　华北电力大学

第1章 概 述

1 电力系统继电保护的作用

电力系统发生短路故障是不可避免的，伴随着短路，出现电流增大、电压降低，从而导致设备损坏、绝缘破坏、断电和稳定破坏，甚至使整个电力系统瘫痪。此外，电力系统还会出现不正常运行情况，如：过负荷、频率降低、过电压等。

当某一设备发生故障时，必须靠自动装置来完成切除故障的任务，这就是继电保护装置。继电保护装置的作用是：①自动、迅速、有选择地向断路器发出跳闸命令，将故障元件从电力系统中切除，保证其他无故障部分迅速地恢复正常运行。②反应元件的不正常运行状态，发出信号，或进行自动调整甚至跳闸。

继电保护是电力系统的重要组成部分，是保证系统安全、可靠运行的主要措施之一。虽然电力系统出现故障的几率较低，但继电保护必须时刻护卫着电力系统，在没有继电保护情况下，电力系统不能直接投入使用。

2 继电保护的基本原理

能够区分正常运行与故障、不正常运行之间差别的可测参量，都可以构成继电保护原理。继电保护常用的区别特征是：电流、电压、短路功率方向、阻抗以及电流和等。正在研究的继电保护原理有：行波保护、暂态电气量保护等。小波分析、模糊数学、形态学等都属于提取特征的手段。短路时，虽然也常常伴随着出现电压降低的情况，但是，由于电压互感器的二次侧断线后，容易引起电压元件动作，所以，单一的电压量很少构成继电保护的主判据。

纵观继电保护的发展过程可以知道，继电保护技术是随着电力系统和材料、器件、制造等相关学科一起发展起来的。在电力系统中，串联补偿电容器、并联电抗器、同杆并架线路、特高压线路、电力电子和超导器件等技术的应用，都会对继电保护提出新的要求和挑战。除了电气特征的原理性发明以外，载波、微波、光纤、电子器件、集成电路、计算机、网络、电子互感器等技术和数学分析手段的发展都促进了继电保护原理和技术的发展，因此，在研究继电保护过程中，不仅要研究被保护元件的特征，提出继电保护的原理，还要不断地关注其他学科和技术的发展。同时，还应当注意的是，继电保护是一门理论与实践并重的学科，需要科学性与工程技巧相结合。

在继电保护中，如果没有特别说明，测量的电气量都是指工频信号。

3 对继电保护的基本要求

动作于跳闸的继电保护，在技术上应满足四个基本要求（简称“四性”）：

（1）可靠性。是指在设定的保护范围内发生了应该动作的故障时应可靠动作，不发生拒绝动作（简称不拒动，也称为信赖性）；在不需要动作时应可靠不动，不发生误动作（简称不误动，也称为安全性）。可靠性是继电保护的最基本要求。评价继电保护可靠性的主要指标是正确动作率，即

$$\text{正确动作率} = \frac{\text{保护装置正确动作次数}}{\text{保护装置总动作次数}} \times 100\% \tag{14.1-1}$$

可靠性主要取决于设计、制造和运行维护水平。提高不误动和不拒动的措施往往是矛盾的，应考虑对系统和具体设备的危害情况，再确定具体措施。

（2）选择性。是指仅将故障元件从电力系统中切除。当最靠近故障点的保护或断路器拒动时，由相邻的远处后备保护切除故障，也属于有选择性。

（3）速动性。是指尽快地切除故障，以便提高系统的稳定性，降低设备的损坏程度，缩小故障波及范围，提高恢复供电的效果。

对速动性的要求应根据电力系统稳定性、接线方式和被保护元件的具体情况来确定。动作速度的提高必须以可靠性为前提。在满足动作速度的情况下，稍微减缓一点动作速度意味着能够获得更多的信息，也更有利于提高可靠性。

（4）灵敏性。是指对被保护范围内发生故障或不正常状态的反应能力。通常采用灵敏系数来衡量，并留有一定的裕度。

在满足要求的情况下，不要片面地提高灵敏度。灵敏度还应当按照所配置的保护功能来综合考虑，如：高阻接地故障时，电流比较小，危害并不是很大，可以由带延时的零序过流保护来切除。

四性是分析、评价和研究继电保护的基础。对四性中的每一项要求都应当有度，应以满足电力系统的安全运行为准则，不应片面强调某一项而忽视另一项，否则会带来不良的影响。一般来说，配置末段保护的目的是确保切除故障，因此，强调可靠性和灵敏性，尽可能不采取闭锁措施。对于个别稀有故障，只要全系统继电保护动作的总体评价是正确的，未造成扩大事故，那么，个别保护的不恰当动作就不必进行修改，以免降低了常见故障的处理性能。

4 继电保护分类

继电保护分类的方法有多种。按原理可分为：电流保护、方向电流保护、零序电流保护、阻抗保护、纵联保护、差动保护、行波保护等。按装置的结构可分为：电磁式、感应式、整流式、晶体管式、集成电路式、微机式等。还有按动作特性、信号传输方式分类等。按作用分类为：

（1）主保护。满足系统稳定和设备安全要求，能以最快速度、有选择地切除被保护设备和线路故障的保护。

（2）后备保护。在主保护或断路器拒动时，用以切除故障的保护。分为两种方式：①近后备，是当主保护拒动时，由就地的另一个保护实现跳闸的后备保护；当断路器拒动时，由断路器失灵保护实现的后备保护。②远后备，是当主保护、近后备保护或断路器拒动时，由相邻的远处保护实现的后备。

（3）辅助保护。作为主保护和后备保护的性能补充，或当主保护和后备保护退出运行而增设的简单保护。

（4）异常运行保护。反应被保护电力设备或线路异常运行状态的保护。

第 2 章 微机继电保护基础

微机保护是指将计算机、微控制器等器件作为核心部件构成的继电保护。而数字保护的提法缘起于装置内部处理的信号为数字量，不包括仅处理布尔逻辑。

微机保护具备了很强的计算、记忆、逻辑处理能力和自诊断功能，可以对硬件各部分和程序（包括功能、逻辑、定值等）不断地进行自动检测，还可以自动地识别和排除干扰，一旦发现装置异常就会发出警报，所以，微机保护装置具有如下的特点：①可靠性高；②具有自诊断功能；③维护调试方便；④易于获得附加功能；⑤灵活性大，研制周期短；⑥保护性能得到很好改善。

采用微机保护后，应当引入这样的观念：

（1）寻求被保护设备正常运行与故障的特征区别后，基本上都可以实现。

（2）将整套装置当作一个整体来综合考虑和应用。

（3）除了末段保护以外，可以根据运行工况，综合使用效果最好的判据。

（4）即使计算公式、判据稍微复杂一些，在编程实现后，几乎不增加装置的复杂程度。

在同一套微机保护装置中，各种保护功能一般都经过相同的电流和电压变换、A/D 转换、出口继电器控制电路、计算机主系统以及绝大部分相同的程序，由此应当注意到：①自产 $3U_0$ 的零序电流保护和距离保护的可靠性、复杂程度几乎是一样的。②在同一种原理的保护中，Ⅰ段、Ⅱ段与末段的差别只是比较不同的定值，因此，如果Ⅰ段或Ⅱ段拒动，则末段的近后备作用是很小的。

1 微机保护硬件构成

微机保护的硬件系统一般包括以下三大部分：①数据采集系统（或称模拟量输入系统）。完成将输入模拟量准确地转换为计算机能够识别的数字量。②计算机主系统。完成分析、计算、记忆和逻辑判断等功能。③开关量（或数字量）输入/输出系统。完成出口跳闸、信号警报、运行条件和工况的识别、人机对话、通信等功能。

图 14.2-1 为一种典型的微机保护硬件结构示意框图。由于微电子技术在不断地快速发展，因此，图 14.2-1 示意图的各部分电路都会随之发生改变。如：①计算机系统中，可能包含多个计算机器件，或数字信号处理器，或现场可编程序门阵列。②光学、电子式互感器应用后，其输出一般是经过 A/D 模数转换后的编码信号，因此，将由读取编码电路来代替数据采集系统。③硬件系统采用多重化设计。④将网络作为各模块的连接纽带，极大地减少了模块间的连接导线，提高可靠性，同时，每个模块仅相当于网络的一个节点，可以方便地实现模块的增减与升级，满足各种各样的功能配置要求。网络化的电路结构如图 14.2-2 所示。

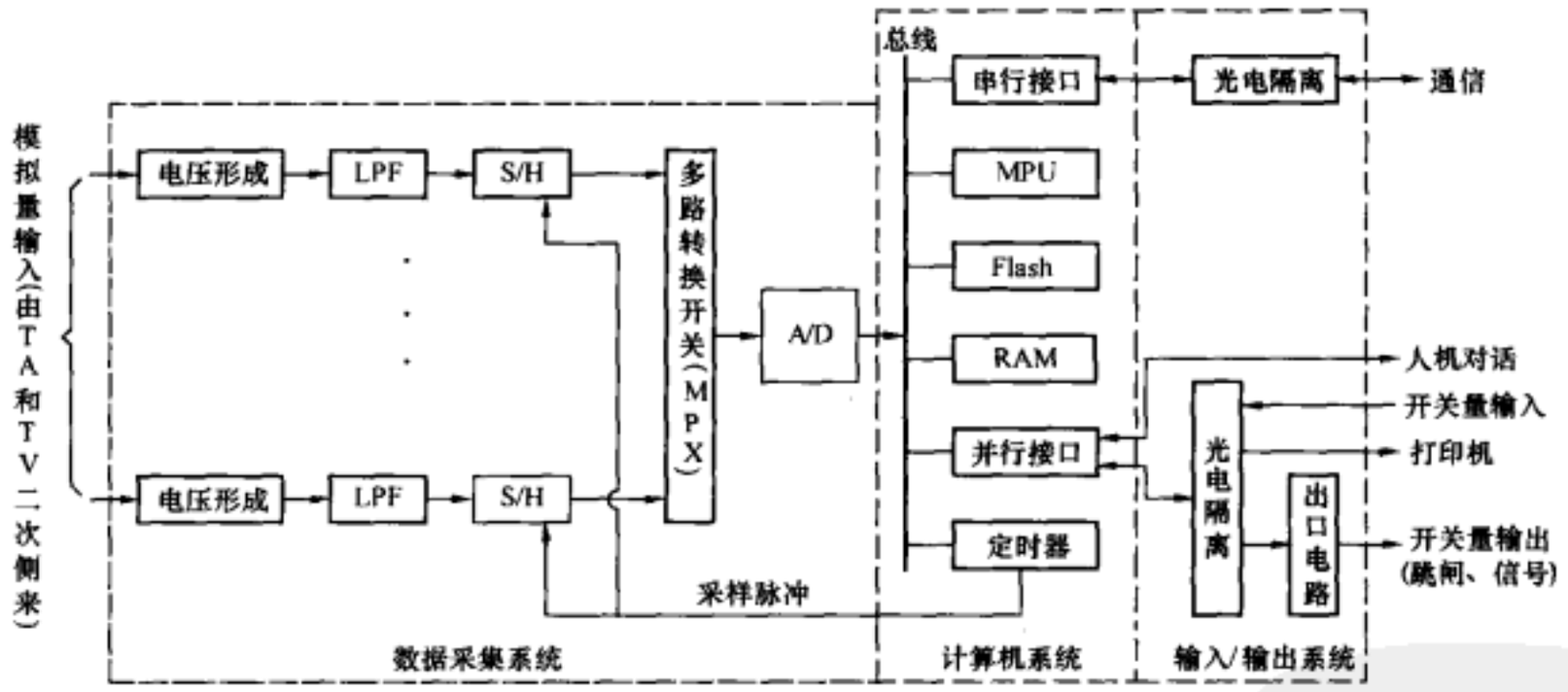


图 14.2-1 微机保护硬件示意框图

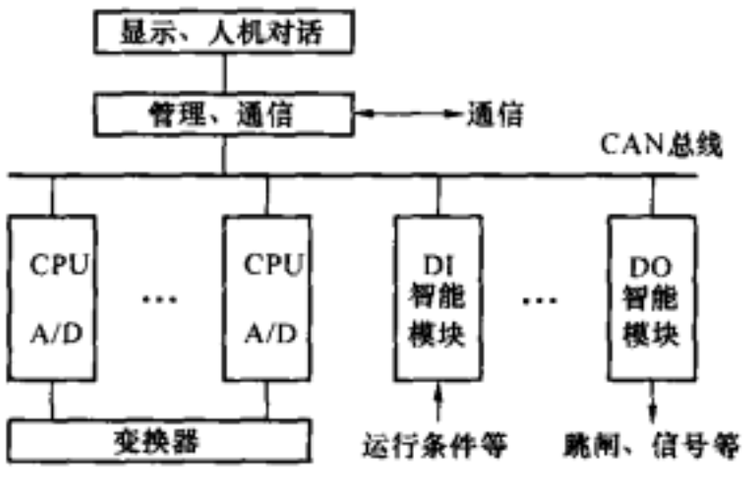


图 14.2-2 网络化的电路结构图

1.1 数据采集系统

1.1.1 电压形成回路

A/D 转换器通常采用转换电压的方式，所以，一般采用下列方法将电流和电压信号变换为 A/D 量程范围内的电压信号。并在变换器的一次和二次之间设计一个屏蔽层，将屏蔽层可靠地与地网连接，提高交流回路抗共模干扰的能力。

1）利用电压变换器实现电压信号的变换。

2）通常利用电流变换器，并在二次侧并联一个小电阻，从而获得与输入电流成正比、同相位的电压信号，需要注意的是非周期分量的影响。也有采用电抗变换器将电流变换成电压信号的。

1.1.2 采样保持电路和模拟低通滤波器

（1）采样保持电路的作用。

在多个模拟量输入时，通常采用采样保持电路实现同时采样，避免不同时刻造成的误差。采样保持（S/H）电路的

作用是在一个极短的时间内测量输入模拟量在采样时刻的瞬时值，并在模数转换器进行转换的期间内保持其输出不变，达到同时采样、分时转换的目的。

（2）采样频率的选择和模拟低通滤波器的应用。

由于电网频率的波动较小，所以，按照时间等间隔来设计采样间隔 Ts，控制方式简单，完全满足工程的实际要求。另外，在测量正常运行参数等场合，可以跟踪电压的基波周期，构成电气角度等间隔的方法设计采样间隔，以提高计算精度。采样间隔 Ts 的倒数称为采样频率 f_s 。

满足采样定理 $f_s > 2f_{max}$ 之后，才能通过一定的计算方法，从采样信号中获取连续时间信号的有关信息。工程中，一般取：$f_s = (2.5 \sim 3)f_{max}$ 。暂态信号中的 f_{max} 是很高的，只能通过一个低通模拟滤波器将高频分量滤掉，这样就可以降低 f_s 。

1.1.3　模拟量多路转换开关的作用

便于将多个模拟量连接至一个公用的模数转换器，实现模拟量的轮流转换。当设计一个 A/D 器件转换一路模拟量时，不需要这个环节。

1.1.4　关于模数转换器（A/D）

将模拟量转换为与之成正比的数字量，便于计算机识别、计算与分析。

介绍模数转换器的书籍很多，这里只说明应当注意的地方。当输入模拟量极大时，出现小部分平顶波溢出的危害并不是特别严重，因为微机保护内部的数字滤波器可以将图 14.2-3（a）曲线 1 的平顶波信号修正为曲线 2 信号（假定将采样信号还原为模拟信号）。于是，基波幅值和相位得到了有效的修正，对电流保护和阻抗保护的影响较小。

但是，不允许出现图 14.2-3（b）所示的溢出现象。如果电流信号出现这种溢出情况，则出口短路可能会被计算成区外短路，导致拒动。

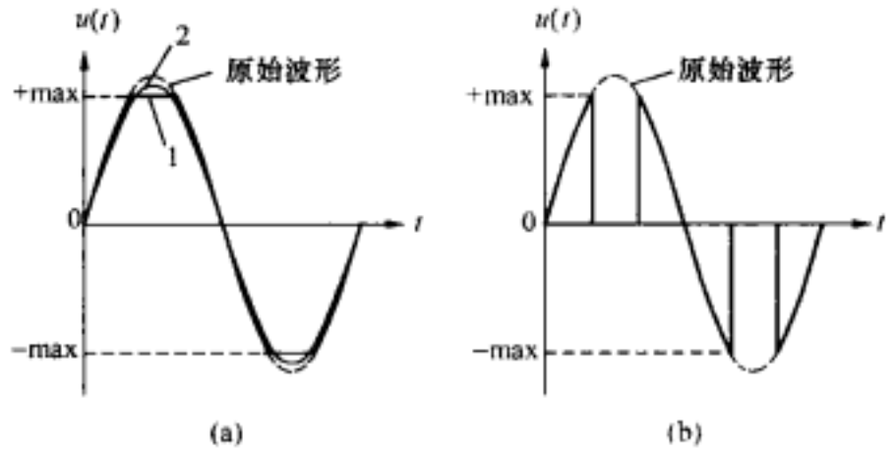


图 14.2-3　波形溢出的情况

（a）可修正的溢出；（b）不可修正的溢出

微机保护对模数转换器的两个主要要求指标：①转换时间；②输出位数。

1.1.5　VFC 型数据采集系统

电压频率转换器（VFC）是一种将模拟量 $u(t)$ 转换为与之成正比脉冲信号 $f(t)$ 的器件。按照图 14.2-4 的连接方式，可以实现模数转换的功能。图中，VFC 器件输出的脉冲信号经快速光电耦合器隔离后，提高了抗干扰能力，随后，计算机通过计数器对脉冲进行计数，在采样间隔 T_S 内读取的计数值就与输入模拟量在 T_S 内的积分成正比。即

$$D = k \int_{t}^{t+T_S} u(t)\mathrm{d}t \qquad (14.2\text{-}1)$$

式中：$u(t)$ 为输入的电压信号；k 为比例常数。

由 VFC 构成的数据采集系统具有以下特点：①具有低通滤波效果；②抗干扰能力强；③位数可调；④与计算机的接口简单；⑤便于实现多计算机的数据共享；⑥易于实现同时采样；⑦不适用于高频信号的采集。

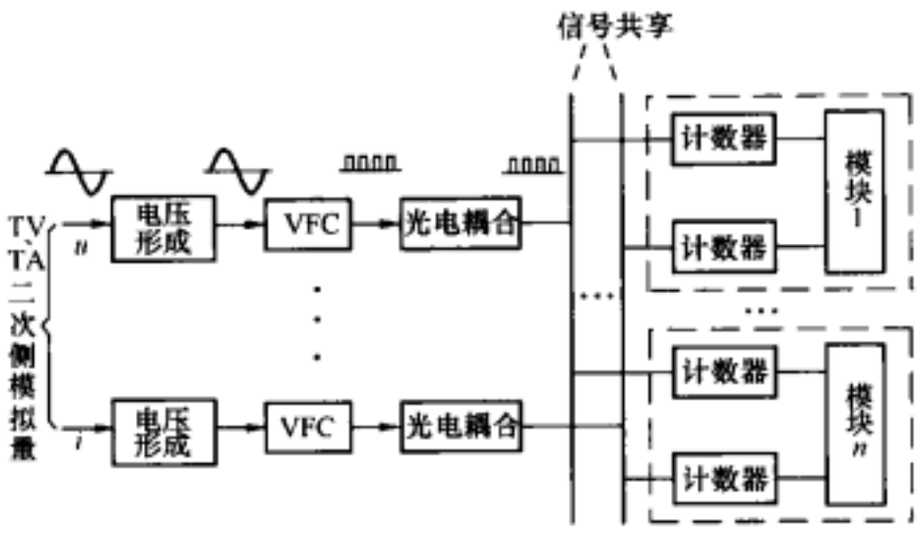


图 14.2-4　VFC 型数据采集系统示意图

1.2　开关量输入及输出回路

1.2.1　开关量输入回路

开关量输入 DI（简称：开入）可分成以下两大类：

（1）装置外部引入的接点。主要用于识别运行方式、运行条件等。如图 14.2-5 所示，光电耦合器能有效地限制电磁干扰的影响。计算机可以方便地将可编程的并行口 PA_0 设置为输入方式，随后，通过读取 PA_0 的逻辑，就可以知道外部触点 K1 的状态。

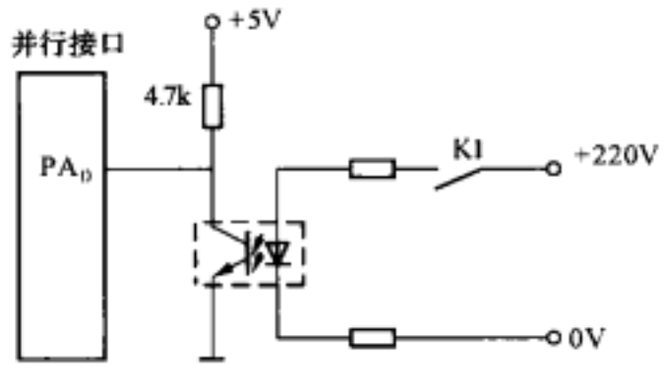


图 14.2-5　开入示意图

（2）装置面板上的接点。这类接点没有太长的对外连线，受干扰影响较小，可直接接至计算机的并行接口。

1.2.2　开关量输出回路

（1）对于保护的跳闸出口、本地和中央信号等，为了提高抗干扰能力，一般都经过光电耦合器去控制继电器，如图 14.2-6 所示。计算机可以方便地将图中并行口 PB_0 和 PB_1 设置为输出方式、PA_0 设置为输入方式，于是，通过控制 PB_0 和 PB_1 的逻辑电平，实现控制继电器 K，并通过 V_2 和 PA_0 等组成的反馈回路判断控制功能是否正常。采用两路相反逻辑可以在并行接口损坏后防止误动。

控制 $PB_0 = 1$ 或 $PB_1 = 0$ 时，继电器 K 不动作，PA_0 应读到 1；控制 $PB_0 = 0$、$PB_1 = 1$ 时，继电器 K 动作，PA_0 应读到 0。在控制 K 的过程中，如果 PA_0 电平不符合上述关系，则说明控制回路失效。

将图 14.2-6 的典型回路应用于控制不同功能继电器，再将继电器的接点进行逻辑连接，即可实现出口的控制。

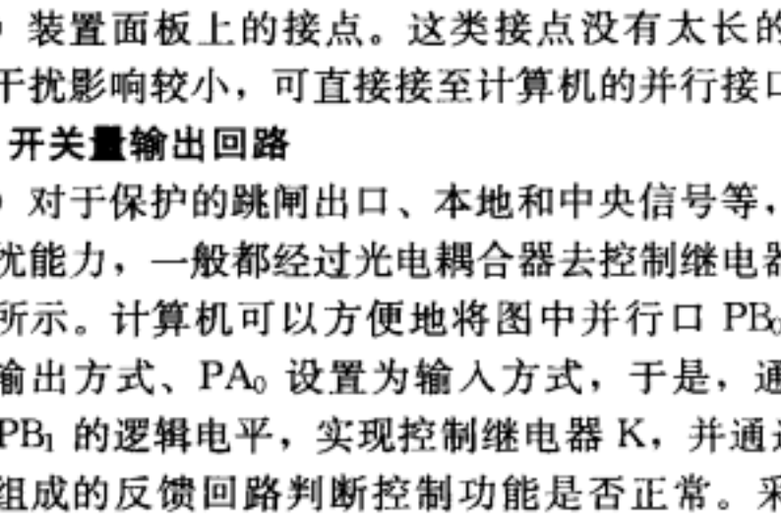


图 14.2-6　开出回路示意图

（2）对于通信接口、打印机接口等数字信号。由于接收

端有校验等措施，所以，可采取图 14.2-7 的连接方法。

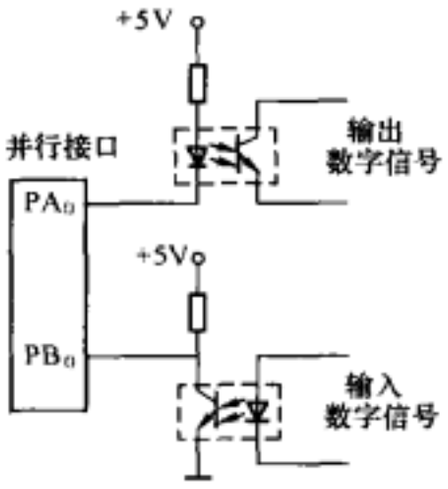


图 14.2-7 数字信号接口

2 数字滤波器

数字滤波器的实质是：对采样后的离散化序列进行一定的数学计算，在所得到的新离散化序列中，包含了有用信号的所有信息，滤掉或抑制了无用信号的成分。计算机通过执行一段数字滤波的程序，就可以达到滤波的目的。

数字滤波器与模拟型滤波器比较，具有如下突出的优点：①特性一致性好；②不存在温度变化、元件老化等因素的影响；③不存在阻抗匹配的问题；④灵活性好；⑤精度高；⑥滤除模数转换的整量化噪声；⑦抑制电压形成回路中的波形失真等。

下面用一个例子来说明数字滤波器的计算过程和效果。设一个模拟信号既包含了工频基波信号，也包含了三次谐波成分，表达式为

$$x(t) = \sin\omega_1 t + 0.6\sin(3\omega_1 t) \qquad (14.2\text{-}2)$$

式中：ω_1 为工频基波角频率；$3\omega_1$ 为三次谐波角频率。波形如图 14.2-8 曲线 1。如果应用采样间隔 $T_S = 5/3$ms 对该信号进行采样，那么，计算机就得到一系列离散化的采样值 $x(k)$，如表 14.2-1 中的第二行所示（假设 A/D 转换等各环节的传变变比均为 1）。

表 14.2-1　　采样值与计算值

k	0	1	2	3	4	5	6
$x(k)$	0	1.1	0.866	0.4	0.866	1.1	0
$y(k)$			0.5	0.866	1	0.866	0.5

k	7	8	9	10	11	…
$x(k)$	−1.1	−0.866	−0.4	−0.866	−1.1	…
$y(k)$	0	−0.5	−0.866	−1	−0.866	…

在得到采样值后，应用下式进行计算：

$$y(kT_S) = \frac{1}{\sqrt{3}}\{x(kT_S) + x[(k-2)T_S]\} \qquad (14.2\text{-}3)$$

于是，计算机获得另一组新的离散化序列 $y(k)$，如表 14.2-1 中第三行和图 14.2-8 曲线 2 所示。可以看出，新序列的幅值、频率与原始输入信号中的基波是一样的，同时已经将三次谐波滤除掉了。由相频特性可以事先知道式

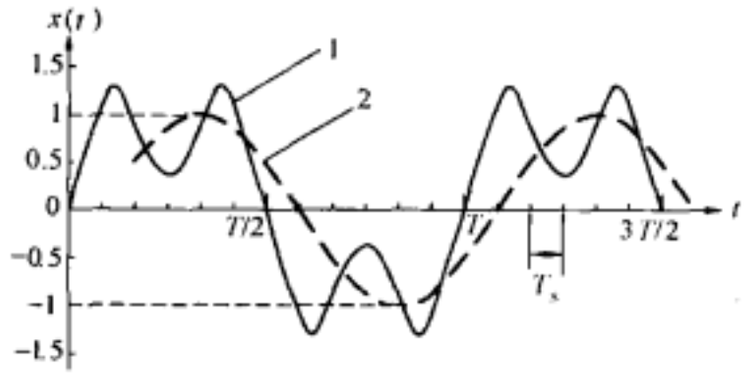


图 14.2-8 输入与输出的波形

(14.2-2) 的工频相移角度为 −30°。

设计数字滤波器的过程就是设计出具体的计算公式，满足滤波特性的要求。实际上，常用的离散值差分计算：$y(k) = x(k) - x(k-1)$，就是数字滤波器的最简单例子。这种差分计算能够达到滤除直流分量的目的。

2.1 离散时间系统的频率特性

Z 变换是分析离散信号的有效工具。单位冲激响应为 $h(nT_S)$ 的 Z 变换是

$$H(Z) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} h(nT_S)Z^{-n} \qquad (14.2\text{-}4)$$

该式称为系统的传递函数。

工程中，将 $Z = e^{j2\pi fT_S}$ 代入传递函数，以频率 f 为变量即可求出频率特性。

2.2 非递归型数字滤波器

非递归数字滤波器是按下式实现

$$y(nT_S) = \sum_{k=0}^{N} h(kT_S)x(nT_S - kT_S) \qquad (14.2\text{-}5)$$

式中，假定了冲激响应有 $h(0T_S)$ 到 $h(NT_S)$ 共 $N+1$ 个值。非递归滤波器必定是有限冲激响应滤波器，简称 FIR 滤波器。非递归型数字滤波器的输出只与输入有关。

非递归型滤波器的设计可以先根据频域提出的要求，找到一个合适的傅氏变换对 $H(f)$ 和 $h(t)$，然后以设计的采样频率对 $h(t)$ 进行采样，得到 $h(nT_S)$ 的各系数值，即可按式 (14.2-5) 实现滤波器。这里要注意两个问题：

(1) 在对 $h(t)$ 采样时，如果不满足 $H(f) = 0(|f| > \frac{f_s}{2}$ 时) 的条件，则滤波特性会失真。

(2) 非递归型数字滤波器的单位冲激响应必须是有限长的。只能采取截断的方法，从而会造成所设计的滤波器的频率特性偏离设计样本。

2.3 递归型数字滤波器

递归型数字滤波器是按下式实现

$$y(nT_S) = \sum_{k=1}^{N} b_k y(nT_S - kT_S) + \sum_{k=0}^{M} a_k x(nT_S - kT_S) \qquad (14.2\text{-}6)$$

在求取 $y(nT_S)$ 的过程中，不仅用到了 $x(nT_S)$，$x(nT_S - T_S)$，$\cdots x(nT_S - MT_S)$ 等输入值，还用到了前几次的输出值 $y(nT_S - T_S)$，$y(nT_S - 2T_S)\cdots y(nT_S - NT_S)$。正是还用到了前几次的输出值，故称为递归型数字滤波器。

递归型数字滤波器的传递函数表达式为：

$$H(e^{j\omega T_S}) = \left(\sum_{k=0}^{M} a_k e^{-jk\omega T_S}\right) / \left(1 - \sum_{k=1}^{N} b_k e^{-jk\omega T_S}\right) \qquad (14.2\text{-}7)$$

递归滤波器由于有了递归信号，就有了记忆作用，所以，除个别特例外，都是无限冲激响应滤波器，简称 IIR 滤波器。与非递归型用截断法实现相比较，在达到同样逼近样本特性的条件下，运算量一般可以小得多，但是，受初始值影响。

3 微机保护算法

微机保护对采样值进行分析、运算和判断，以实现各种继电保护功能的方法称为算法。算法的核心问题是计算出可

表征被保护对象运行特点的物理量。分析和评价各种不同的算法优劣的标准是精度和速度。评价算法时还要考虑它对数字滤波的要求。算法的种类很多，这里仅介绍几种常用的算法。

3.1　半周绝对值积分算法

在经过了性能较好的滤波之后，输入电气量可以假定为正弦信号。于是，正弦量在任意半个周期内绝对值的积分为

$$S=\int_0^{\frac{\pi}{\omega}}\sqrt{2}I\mid\sin(\omega t+a)\mid\mathrm{d}t=\frac{2\sqrt{2}}{\omega}I \quad (14.2\text{-}8)$$

积分值 S 与有效值 I 成正比，与积分起始点的初相角 a 无关。从而求出电流有效值：$I=\omega S/(2\sqrt{2})$。工程中，常用梯形法则近似求积分，即

$$S\approx\left(\frac{\mid i_0\mid}{2}+\sum_{k=1}^{N/2-1}\mid i_k\mid+\frac{\mid i_{N/2}\mid}{2}\right)T_S \quad (14.2\text{-}9)$$

该算法需要的数据窗长度为 10ms，具有一定的滤除高频分量能力。可以作为继电保护的启动元件或电流测量，其中，启动元件用于开放出口回路。

3.2　突变量电流算法

电流突变量算法经常应用于启动元件，也适用于电压信号和突变量阻抗。对于系统结构不发生变化的线性系统，利用叠加原理可以得到故障电流分量为：

$$i_K(t)=i_m(t)-i_m(t-T) \quad (14.2\text{-}10)$$

式中：$i_m(t)$ 为测量电流；$i_m(t-T)$ 为一周期前的测量电流。$i_K(t)$ 和 $i_m(t)$ 、$i_m(t-T)$ 的关系如图 14.2-9 所示。

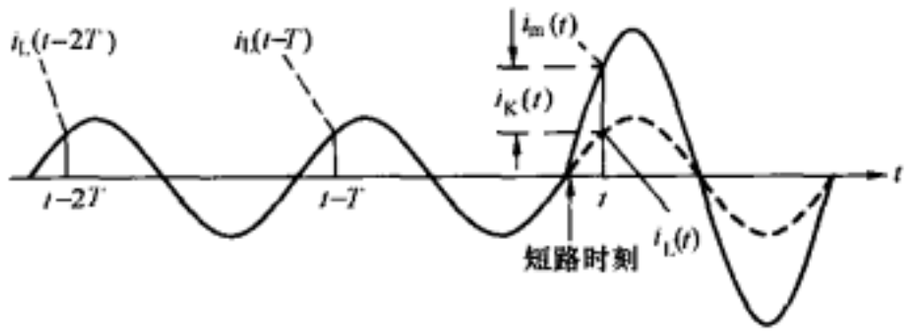


图 14.2-9　短路前后的电流波形示意图

在切负荷、跳闸等情况下，式（14.2-10）也可能算出数量值来（视负荷电流的大小而定），因此，电流有变化时，式（14.2-10）就有计算值“输出”。为此，通常将式（14.2-10）求出的电气量称为“突变量”。

在固定采样间隔情况下，可以采用下式来求取突变量，降低频率波动的影响。

$$\Delta i_K(t)=\|\,i_m(t)-i_m(t-T)\,|-|\,i_m(t-T)-i_m(t-2T)\,\| \quad (14.2\text{-}11)$$

也可以采用跟踪电压频率的方法，来跟踪工频周期 T 的大小。

3.3　傅里叶级数算法

傅里叶级数算法（简称傅氏算法）适用于各种保护测量元件。它是假定被采样的模拟信号是一个周期性时间函数，表示为

$$x(t)=\sum_{n=0}^{\infty}(b_n\cos n\omega_1 t+a_n\sin n\omega_1 t) \quad (14.2\text{-}12)$$

式中：n 为自然数；$b_n=X_n\sin a_n$ 、$a_n=X_n\cos a_n$ 分别为各次谐波的正弦项和余弦项的振幅。可以求出 a_1 、b_1 分别为

$$a_1=\frac{2}{T}\int_0^T x(t)\sin(\omega_1 t)\mathrm{d}t \quad (14.2\text{-}13)$$

$$b_1=\frac{2}{T}\int_0^T x(t)\cos(\omega_1 t)\mathrm{d}t \quad (14.2\text{-}14)$$

求取基波分量时，已经消除了直流分量和整次谐波分量的影响。于是，$x(t)$ 中的基波分量复数表达式为：$\dot{X}_1=(a_1+\mathrm{j}b_1)/\sqrt{2}$。在同时获得电流、电压的复数表达式 $\dot{I}_1=(a_{1I}+\mathrm{j}b_{1I})/\sqrt{2}$ 和 $\dot{U}_1=(a_{1V}+\mathrm{j}b_{1V})/\sqrt{2}$ 之后，可求得电流、电压的有效值和相位，以及测量阻抗 $X=\dfrac{b_{1V}a_{1I}-a_{1V}b_{1I}}{a_{1I}^2+b_{1I}^2}$、$R=\dfrac{a_{1V}a_{1I}+b_{1V}b_{1I}}{a_{1I}^2+b_{1I}^2}$。

在一个 T 时间段内，可以进行谐波分量的分解。用 $n\omega_1$ 代替上述两式中的 ω_1 ，即可求出 n 次分量的 a_n 和 b_n ，计算值不受 n 次以外的整次谐波分量影响。

傅氏算法中，基波正弦分量和余弦分量的频率特性分别如图 14.2-10（a）、（b）所示。傅氏算法不仅能完全滤掉各种整次谐波和纯直流分量，对非整次高频分量和按指数衰减的非周期分量包含的低频分量也有一定的抑制能力。傅氏算法主要受频率波动和衰减非周期分量的影响。在最严重的情况下，由非周期分量造成的计算误差可能超过 10%。

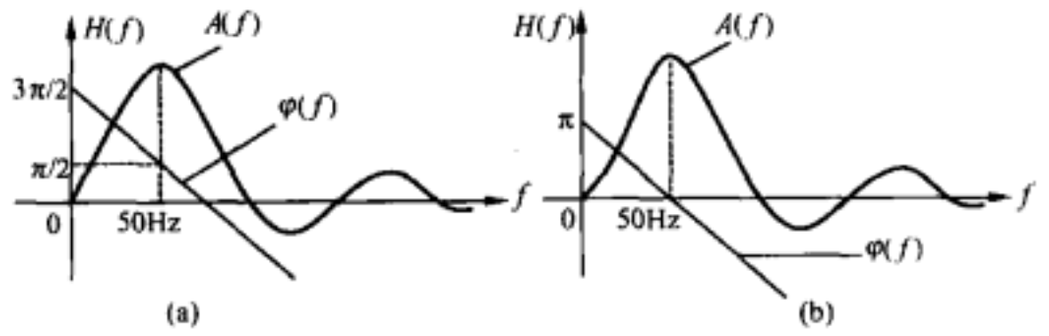


图 14.2-10　一周傅氏算法的滤波特性

（a）一周正弦函数的频谱；（b）一周余弦函数的频谱

还有一种半周傅氏算法，它是将式（14.2-13）和式（14.2-14）的积分时间修改为半个周期。这种算法对消除直流分量和偶次谐波的效果都比全周傅氏算法有所削弱，但它所需要的数据窗比全周傅氏算法减少了一半。

3.4　$R-L$ 模型算法

该算法主要应用于计算线路阻抗。采用低通滤波器将输电线路分布电容产生的高频分量滤除掉之后，就消除了分布电容的影响，于是，可以将输电线路等效为 $R-L$ 模型。在金属性短路时，下列方程成立

$$u(t)=R_1 i(t)+L_1\frac{\mathrm{d}i(t)}{\mathrm{d}t} \quad (14.2\text{-}15)$$

式中：R_1 、L_1 分别为故障点至保护安装处线路段的正序电阻和电感；$u(t)$ 、$i(t)$ 分别为按照接线方式得到的电压、电流。

在两个不同的时刻 t_1 和 t_2，就可联立解两个独立的等式，于是得

$$L_1=\frac{u_1 i_2-u_2 i_1}{i_2 D_1-i_1 D_2} \quad (14.2\text{-}16)$$

$$R_1=\frac{u_2 D_1-u_1 D_2}{i_2 D_1-i_1 D_2} \quad (14.2\text{-}17)$$

式中：u_1 、i_1 、D_1 和 u_2 、i_2 、D_2 分别代表 t_1 和 t_2 的 $u(t)$ 、

$i(t)$ 以及 $\mathrm{d}i(t)/\mathrm{d}t$。要求：$t_1 \neq t_2 \pm k\pi/2(k=0,1,2,3,\cdots)$。工程中，通过两个采样值，用差分近似求微分、用平均值近似求瞬时值。可以证明，当信号为正弦时，二者可修正为无误差。

$R-L$ 模型法与低通滤波器结合使用后，有两个突出的优点：①非周期分量符合方程关系，不需要予以滤除。②不受电网频率变化的影响。

3.5 提高电流保护灵敏度的方法

在小电流接地系统中，电流保护的主要目的是切除相间短路，为此，跳出“单个继电器”的范畴，通过判别三相和两相短路，实现电流整定值随故障类型的不同而自动调整，从而提高电流保护的灵敏度。

对于仅引入 A、C 两相电流的两相星形接线方式，三相短路和两相短路具有如表 14.2-2 所示的特征，其中，I_K 为故障电流。这样，可以得到同一电压等级上发生短路时的一种故障类型判别方法：当 $I_{max}/I_{min} \geqslant K$ 时，判定为两相短路；当 $I_{max}/I_{min} < K$ 时，判定为三相短路。其中，K 为大于 2 的比例系数。于是，根据不同故障类型，可以实现自动调整定值，使电流速断的灵敏度至少增加 10.7%。

表 14.2-2 各种相间短路的故障电流分量

故障相别	测量电流		计算电流	$\frac{I_{max}}{I_{min}}$
	I_a	I_b	$I_b=\lvert \dot{I}_a+\dot{I}_c \rvert$	
$K_{AB}^{(2)}$	I_K	I_K	0	∞
$K_{BC}^{(2)}$	0	I_K	I_K	∞
$K_{CA}^{(2)}$	I_K	0	I_K	∞
$K^{(3)}$	I_K	I_K	I_K	1

三相星形接线方式就更容易判别故障类型了。

4 可靠性措施

着重解决两个问题：①微机保护的抗干扰。②元件损坏时的对策。就元件损坏来说，微机保护有明显的优点。一是元件的损坏率很低；二是具有高级的在线自动检测，元件损坏时基本上都能被发现。

4.1 干扰来源和硬件抑制措施

干扰来源主要分为两种：①通过保护装置端子从外界引入的电磁骚扰。②空间电磁场的干扰。后一种干扰主要通过机箱的屏蔽和可靠接地予以解决。

从外界引人的电磁干扰分为共模和差模两种。差模干扰对微机保护的影响主要体现在误差方面，可以在定值中予以考虑，另外，微机保护各模拟量输人回路都经过一个防止频率混叠的模拟低通滤波器，它能很好地吸收差模浪涌，同时，数字滤波器能有效地抑制差模对计算结果的影响。对于作用在装置对外引线端子和机壳之间的共模干扰，可能造成死机或数据发生极大的变化。表 14.2-3 列出各种外接端子同计算机弱电系统之间的典型隔离方法。

表 14.2-3 保护装置对外连线的基本隔离措施

端子种类	交流输人	开关量输人及通信口	开关量输出及通信口	直流电源
隔离措施	变换器，屏蔽层	光电隔离	光电隔离	逆变电源

保护装置对连接电缆的典型要求是：连接到保护设备的信号电缆是专用的屏蔽电缆，且电缆屏蔽层的两端应良好接地。此外，在保护装置的结构布局和元器件、走线方面都必须十分谨慎，严格使强电和弱电分开。

从微机保护的二十多年实践来看，直流电源是一个较薄弱的环节，应当予以足够的重视。在直流电源中，数字电路的工作电源（一般为 3～5V）是否直接接机壳有两种做法：①电源零线直接接机壳。条件是机壳接地线和接地网的阻抗很小。②电源零线浮空。

4.2 软件抗干扰措施

4.2.1 对输入采样值的抗干扰纠错

保护装置的模拟输人量之间存在着某些可以利用的规律。如：$i_a(t)+i_b(t)+i_c(t)\approx 3i_0(t)$、$u_a(t)+u_b(t)+u_c(t)\approx 3u_0(t)$，或 $\frac{x_{k-1}+x_{k+1}}{2}\approx x_k$。如果不满足，则可能是数据采集系统或外部交流回路出现问题。

此外，对于特别重要的输入信号，还可以对同一信号设置两个采样通道，然后比较两个数据是否一致。甚至还可采取三重化，用三取二表决的方法。

4.2.2 运算过程的校核纠偏

针对计算机在运算过程中可能因强大的干扰而导致运算出错的问题，可以将整个运算进行两次或多次，以核对运算是否有误，不仅可以排除干扰造成的运算出错，也对原始数据进行了进一步的把关。或移动 1、2 个采样间隔后再计算一次，正常时，阻抗或电流、电压有效值的两次计算结果应当十分接近。

4.2.3 出口的闭锁

除了采用启动继电器接点闭锁跳闸出口回路以外，在控制继电器的开关量输出回路中，每一个开关量输出都通过一个与非门控制，与非门的两个输人端还应当接至两个不同的端口，使这两个输人条件不可能用一条指令同时改变。

还可以将跳闸程序段按图 14.2-11 安排。将跳闸条件分成跳闸指令 1 和跳闸指令 2，必须在执行这两部分指令后才构成跳闸条件，同时，还在这两部分指令的前后插人多个核对条件。如果程序非预期地转至跳闸程序段的中间某一地址（如图中 A 点），那么，在执行完跳闸指令 2 后（此时未执行跳闸指令 1，不会误跳闸），经核对发现问题而重新恢复正常运行。

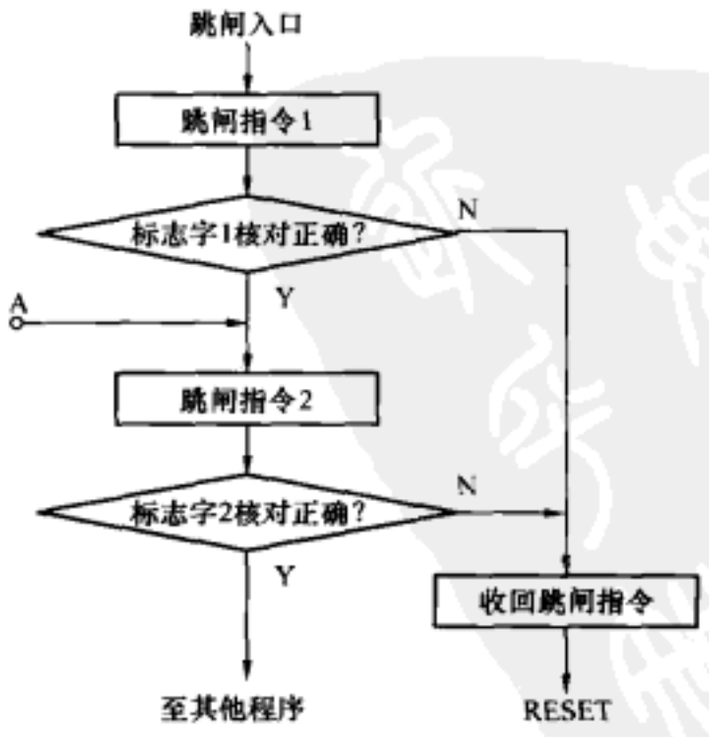


图 14.2-11 跳闸程序的闭锁

4.2.4 程序出格的自恢复

现在，几乎所有的计算机都设计了看门狗电路，专门监

视程序是否出格。另外，还可以在一条转移指令后面，编进若干条空操作指令和一条复位（RESET）指令。程序按预定的流程执行时，这些指令是无效，仅在程序出格时，这些指令可能发挥复位的作用。

4.3　自动检测

根据被检测元件的特点完成自动检测过程。对于计算机本身，还可以采取多机通信的方式，既互相通信，又互相检测，实现互检功能。在保护功能投入运行前，应当进行一次全面的检测。

4.3.1　存储器的检测

随机存储器和闪存等可写、可读的存储器件，其自检方法一样。向被检测的内存中写入数值，再读出来，两者应当完全一样，如果读、写不一样，就可以肯定器件或电路存在问题。还可以更换不同的数值进行写、读的比较。

在保护功能投入运行后，如果检测某些存放重要标志的内存单元，就必须在最高优先级的中断服务中进行，或先屏蔽中断。

4.3.2　程序和定值

在计算机中，程序、定值和常数都是以“数”的形式出现的，且存储在不易被改变的器件中，对此只能利用读数的条件。常用的方法是：①将已存放的全部数码按一定规则进行累加，再同预先存放在特定地址单元的已知和数进行比较。②采用循环冗余码方法。将各字节按一定的运算公式进行累计运算，最后得到一个数码，供比较核对。理论和大量的实践证明，用循环冗余码方法是极可靠的，未检出率极低。

4.3.3　数据采集系统

4.2 中的方法也适用于数据采集系统的检测。还可以将装置的直流稳压工作电源作为一路通道进行采样，既监视、检测数据采集系统是否工作正常，又可以对薄弱的稳压电源进行监视。

4.3.4　开关量输入通道

可以采用如下一些方法：

1）电力系统正常运行且没有启动时，采取注入测试信号的方法。

2）采取双重化输入比对的方法。甚至设置三重化，再进行三取二表决的方式。

3）将运行工况与开入信息相结合，再进行判别。

4.3.5　开关量输出回路

“开关量输出回路”部分的反馈逻辑可以完成除接点之外的自检功能。

4.4　电磁兼容

电磁骚扰的产生必须具备三个因素：骚扰源；传播途径；受骚扰系统。只要消除任一个因素，就不会发生电磁骚扰，或者达到了设备的抗干扰能力。

微机保护设备能否承受使用环境中的电磁骚扰，目前的检验标准主要是进行 IEC61000-4 系列抗扰度试验。被试设备在某个等级条件下进行试验时，有如下几种情况出现：①在技术范围内，性能正常。②功能或性能暂时降低或丧失，但可自行恢复。③功能或性能暂时降低或丧失，要由人员干预或系统复位才能恢复正常。④造成不可自行恢复的功能降低或丧失。根据微机保护设备可靠性要求和不间断工作的实际情况，如果出现③和④的现象，则判定为不通过。

下面只列出电磁兼容试验项目及其所模拟的物理现象。

（1）静电放电抗扰性试验。模拟操作人员或物体在接触设备时的放电，及人或物体对邻近物体的放电。

（2）射频电磁场辐射抗扰性试验。模拟电磁场的影响。如：无线电、广播、电视、对讲机和各种工业电磁源等。

（3）电快速瞬变脉冲群抗扰性试验。模拟被试设备对来自操作暂态过程（如切换电感性负载、继电器触头分合等）中的各种类型瞬变扰动的抗扰性。

（4）浪涌抗扰性试验。模拟由各种操作和间接雷电瞬变过电压引起的干扰影响。

（5）对射频场感应的传导骚扰的抗扰性试验。设备所有连接线的整个长度对于 9kHz～80MHz 射频电磁场相当于是一种被动的天线。

（6）工频磁场抗扰性试验。模拟发电厂、高压变电站的控制室，或邻近母线、大功率电气设备区域的工频磁场。

（7）脉冲磁场抗扰性试验。主要模拟以下几种情况：①雷击建筑物和其他金属构架，包括天线、接地体和接地网；②电力系统故障的暂态起始阶段；③操作高压母线和高压线路的断路器。

（8）阻尼振荡磁场抗扰性试验。模拟发电厂、变电站中，由隔离刀闸在分、合高压母线时产生的骚扰磁场。

（9）振荡波抗扰性试验。

1）振铃波。由电网和无功负荷的操作、电力线路绝缘闪络和故障、雷击低压电缆等原因引起的感应骚扰。振铃波与浪涌试验是相互补充的。最有意义的试验是在设备端口处施加上升时间为 0.5μs、振荡频率为 100kHz 的瞬态振荡波。

2）阻尼振荡波。由各种操作引起电弧燃烧、电压波反射，从而在设备端口上产生骚扰影响。在发电厂和变电站中，隔离刀闸的分、合操作会产生上升波头很陡的瞬变波，上升时间仅为几十纳秒。

第 3 章 输电线路继电保护

1 故障计算与分析

1.1 对称分量法

输电线路近似为线性系统，可以应用叠加原理，将不对称的问题通常转化为对称分量（1、2、0 分量）的一相求解。三组对称分量分别为：

1）正序分量：$\dot{F}_{1a} = a\dot{F}_{1b} = a^2\dot{F}_{1c}$。

2）负序分量：$\dot{F}_{2a} = a^2\dot{F}_{2b} = a\dot{F}_{2c}$。

3）零序分量：$\dot{F}_{0a} = \dot{F}_{0b} = \dot{F}_{0c}$。

其中，$\dot{F}$ 为电压和电流的基波相量；$a = e^{j120^\circ}$；下标 a、b、c 对应于三个相别；下标 1、2、0 分别表示正序、负序和零序分量。正序、负序和零序阻抗分别用 Z_1、Z_2、Z_0 表示，工程中，近似取 $Z_1 = Z_2$。在没有特别说明时，均以 a 相为参考相。

三相不对称系统与三个对称分量之间的转换关系如下：

$$\begin{bmatrix}\dot{F}_{0a}\\ \dot{F}_{1a}\\ \dot{F}_{2a}\end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\dot{F}_a\\ \dot{F}_b\\ \dot{F}_c\end{bmatrix} \tag{14.3-1}$$

$$\begin{bmatrix}\dot{F}_a\\ \dot{F}_b\\ \dot{F}_c\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a^2 & a\\ 1 & a & a^2\end{bmatrix}\begin{bmatrix}\dot{F}_{0a}\\ \dot{F}_{1a}\\ \dot{F}_{2a}\end{bmatrix} \tag{14.3-2}$$

架空线、电缆、电抗器等静止元件，工程上按照三相对称考虑，基本上有 $Z_1 = Z_2 = Z_L - Z_M$，零序阻抗为 $Z_0 = Z_L + 2Z_M$，其中，Z_L 为自阻抗，Z_M 为互感阻抗。

变压器也有 $Z_1 = Z_2$，但它的零序阻抗与其绕组的联结方式有关。对于 Y_0 联结侧，零序分量可以构成通路；对于 Δ 联结侧，零序电流仅在内部环流，故电位为 0；对于 Y 联结侧，零序分量难以通过。可以将励磁阻抗近似当作无穷大对待。

发电机是旋转元件，正序、负序和零序阻抗各不相同。发电机的零序阻抗与定子漏抗很相近。虽然发电机、负荷的正序阻抗与负序阻抗并不相等，但是，在进行线路保护分析时，经系统、线路、变压器等参数的综合，不相等程度大大降低，一般分析时仍采用 $Z_1 = Z_2$。

在双电源输电线路的 K 处发生短路时，可以画出图 14.3-1 所示正序、负序和零序的对称分量序网图。由此，可求出保护安装处 M 的各序电流和电压分量

$$\left.\begin{aligned}\dot{I}_1 &= \dot{C}_{1M}\dot{I}_{1K}\\ \dot{I}_2 &= \dot{C}_{2M}\dot{I}_{2K}\\ \dot{I}_0 &= \dot{C}_{0M}\dot{I}_{0K}\end{aligned}\right\} \tag{14.3-3}$$

$$\left.\begin{aligned}\dot{U}_1 &= \dot{E}_M - Z_{1S}\dot{I}_1\\ \dot{U}_2 &= -Z_{2S}\dot{I}_2\\ \dot{U}_0 &= -Z_{0S}\dot{I}_0\end{aligned}\right\} \tag{14.3-4}$$

式中：$\dot{I}_{1K}$、$\dot{I}_{2K}$、$\dot{I}_{0K}$ 分别为短路点的正序、负序、零序电流；$\dot{C}_{1M} = \dfrac{Z_{1N}}{Z_{1M}+Z_{1N}}$、$\dot{C}_{2M} = \dfrac{Z_{2N}}{Z_{2M}+Z_{2N}}$、$\dot{C}_{0M} = \dfrac{Z_{0N}}{Z_{0M}+Z_{0N}}$ 分别称为 M 侧的正序、负序和零序电流分配系数；Z_{1S}、Z_{2S}、Z_{0S} 为保护安装处背后系统的序阻抗。

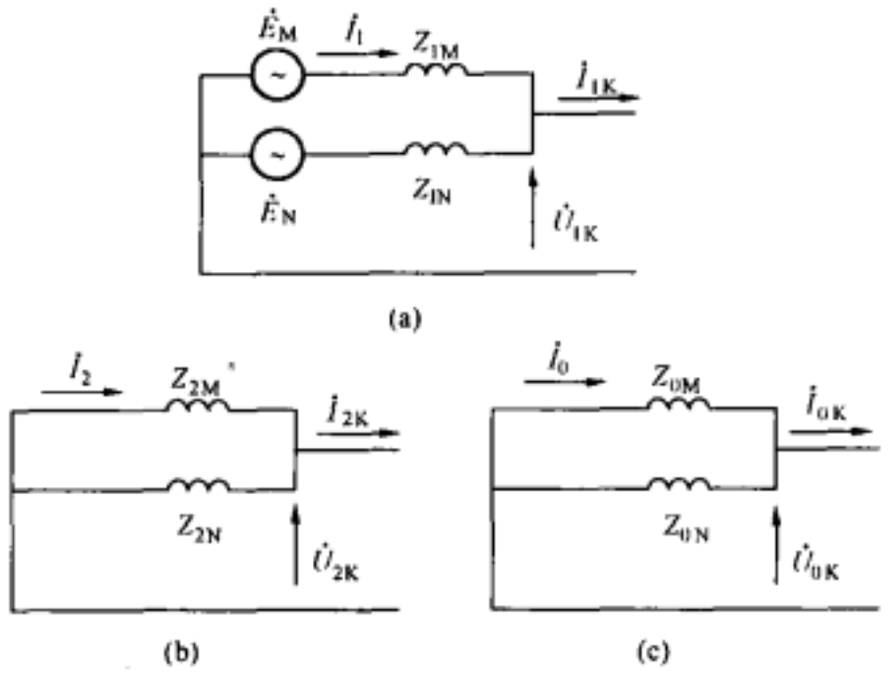


图 14.3-1 短路及对称分量序网图

（a）正序网络图；（b）负序网络图；（c）零序网络图

1.2 简单故障的分析计算

简单故障是指在三相系统的一处发生短路或断线的故障。

1.2.1 三相短路

三相短路仍然是对称系统，只要计算一相即可得到所关心的电气量。

1.2.2 单相接地短路

以 A 相金属性接地短路为例，短路点存在 $\dot{U}_{AK} = 0$ 和 $\dot{I}_{BK} = \dot{I}_{CK} = 0$ 的关系，转换为 A 相的对称分量边界条件后，可以将图 14.3-1 所示正序、负序和零序的序网图连接成一种称为复合序网图的形式，如图 14.3-2。

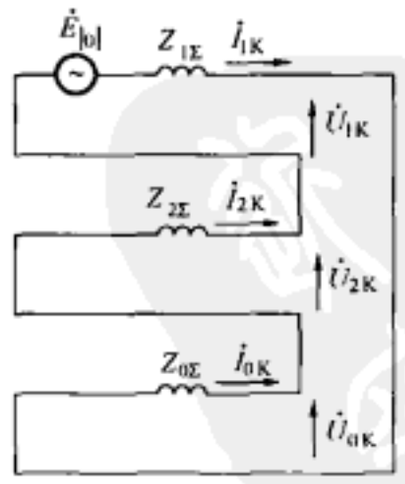


图 14.3-2 A 相短路复合序网

图中，$\dot{E}_{|0|}$ 为 K 点在短路前的电压；$Z_{1\Sigma}$ 为 Z_{1M} 与 Z_{1N} 的并联；$Z_{2\Sigma}$ 为 Z_{2M} 与 Z_{2N} 的并联；$Z_{0\Sigma}$ 为 Z_{0M} 与 Z_{0N} 的并联。可求出短路点的各序电流分量

$$\dot{I}_{1K} = \dot{I}_{2K} = \dot{I}_{0K} = \frac{\dot{E}_{|0|}}{Z_{1\Sigma}+Z_{2\Sigma}+Z_{0\Sigma}} \tag{14.3-5}$$

于是，叠加后，保护安装处的三相电流和电压为

$$\left.\begin{aligned}\dot{I}_A &= (2C_1 + C_0)\dot{I}_{0K}\\ \dot{I}_B &= (C_0 - C_1)\dot{I}_{0K}\\ \dot{I}_C &= (C_0 - C_1)\dot{I}_{0K}\end{aligned}\right\} \tag{14.3-6}$$

$$\left.\begin{aligned}\dot{U}_A &= \dot{E}_A - (2C_1 Z_{1S} + C_0 Z_{0S})\dot{I}_{0K}\\ \dot{U}_B &= \dot{E}_B + (C_1 Z_{1S} - C_0 Z_{0S})\dot{I}_{0K}\\ \dot{U}_C &= \dot{E}_C + (C_1 Z_{1S} - C_0 Z_{0S})\dot{I}_{0K}\end{aligned}\right\} \tag{14.3-7}$$

当短路点经过渡电阻 R_g 接地时，由于接地点流过的是 $3I_{0K}$，因此，只要在图 14.3-2 复合序网的 $Z_{0\Sigma}$ 支路中串接入 $3R_g$ 电阻，即可计算出短路电流。

1.2.3　两相接地短路

以 BC 两相接地短路为例，短路点存在 $\dot{U}_{BK} = \dot{U}_{CK} = 0$ 和 $\dot{I}_{AK} = 0$ 的关系，转换为 A 相的对称分量边界条件后，可以将正序、负序和零序的序网图连接成图 14.3-3 所示的复合序网图。

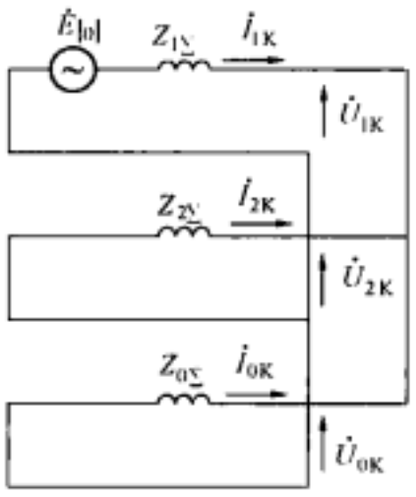


图 14.3-3　BC 两相接地的复合序网

在求出短路点的电流、电压后，保护安装处的三相电流和电压为

$$\left\{\begin{aligned}\dot{I}_A &= \frac{(C_1 - C_0)Z_{1\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + Z_{0\Sigma}}\dot{I}_{1K}\\ \dot{I}_B &= \frac{(a^2 C_1 - C_0)Z_{1\Sigma} - j\sqrt{3}C_1 Z_{0\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + Z_{0\Sigma}}\dot{I}_{1K}\\ \dot{I}_C &= \frac{(aC_1 - C_0)Z_{1\Sigma} + j\sqrt{3}C_1 Z_{0\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + Z_{0\Sigma}}\dot{I}_{1K}\end{aligned}\right. \tag{14.3-8}$$

$$\left\{\begin{aligned}\dot{U}_A &\approx \dot{E}_A\\ \dot{U}_B &= [a^2 C_1 - aC_1(1-k) - C_0 k]Z_{1S}\dot{I}_{1K}\\ \dot{U}_C &= [aC_1 - a^2 C_1(1-k) - C_0 k]Z_{1S}\dot{I}_{1K}\end{aligned}\right. \tag{14.3-9}$$

其中 $k = Z_{1\Sigma}/(Z_{1\Sigma} + Z_{0\Sigma})$。

1.2.4　两相相间短路

没有零序分量。在绘制复合序网图和计算中，只要将两相接地短路中的零序阻抗按照无穷大来对待即可。

1.2.5　单相断线

以 A 相断线为例，可以得到图 14.3-4 复合序网图。断线处的各序电流和电压分量为

$$\left\{\begin{aligned}\dot{I}_1 &= \frac{\dot{E}_M - \dot{E}_N}{Z_{1\Sigma} + \dfrac{Z_{2\Sigma}Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}}}\\ \dot{I}_2 &= -\frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + 2Z_{0\Sigma}}\dot{I}_1\\ \dot{I}_0 &= -\frac{Z_{1\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + 2Z_{0\Sigma}}\dot{I}_1\end{aligned}\right. \tag{14.3-10}$$

$$\Delta\dot{U}_{1.\text{off}} = \Delta\dot{U}_{2.\text{off}} = \Delta\dot{U}_{0.\text{off}} = \frac{Z_{1\Sigma}Z_{0\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + Z_{0\Sigma}}\dot{I}_1 \tag{14.3-11}$$

式中：$Z_{1\Sigma} = Z_{1M} + Z_{1N}$，$Z_{2\Sigma} = Z_{2M} + Z_{2N}$，$Z_{0\Sigma} = Z_{0M} + Z_{0N}$。负荷电流越大，断线后的负序和零序电流也越大。电流相量的特征与 BC 两相接地短路很相似。

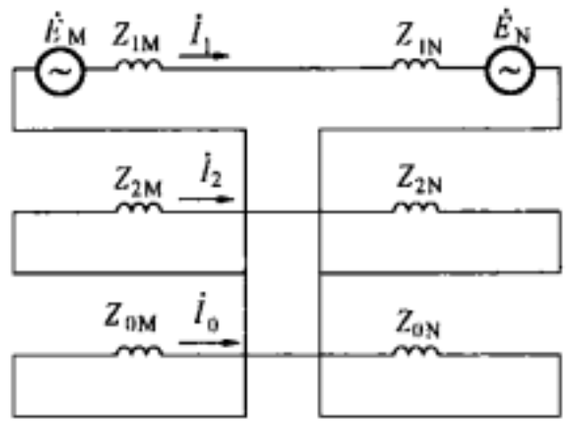


图 14.3-4　A 相断线的复合序网图

综上分析，在各种不对称短路时，可以得到保护安装处的故障电流相量关系，如图 14.3-5 所示。再叠加负荷电流后，就得到了保护的测量电流。

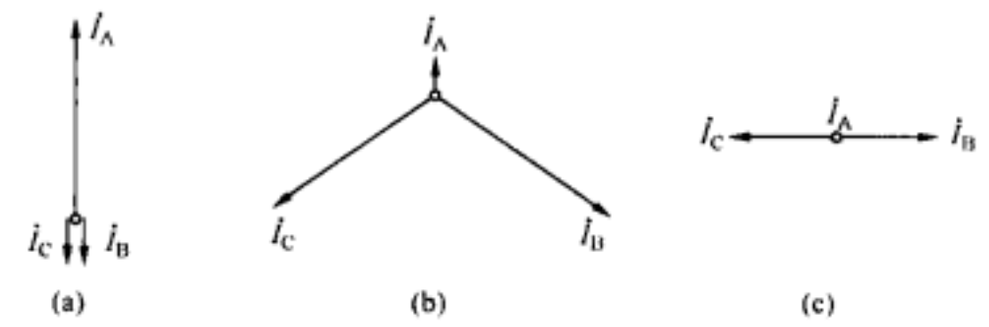


图 14.3-5　不对称短路时保护安装处电流相量

(a) A 相接地；(b) BC 两相短路；(c) BC 两相接地短路

1.3　具有互感的双回线零序等效电路

相邻近的输电线路之间，正序和负序的互感影响可以近似忽略，但是，应当考虑零序互感的影响。对于图 14.3-6 (a) 所示双回线的正常运行或外部短路情况，在保证 M、P、Q 各点电压和各支路电流不变的情况下，可以得到图 14.3-6 (b) 所示的零序等效电路，图中，Z_{0M} 为零序互感。其他双回线互感的等效电路可以由此推导出来。

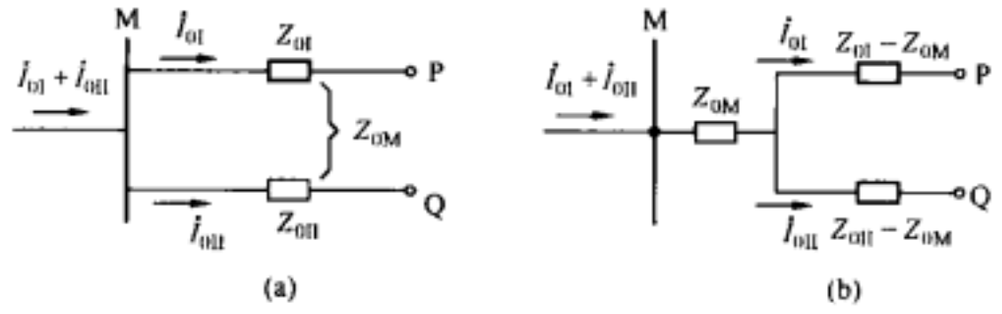


图 14.3-6　双回线的零序等效电路

(a) 线路系统图；(b) 零序等效电路

1.4　Y/△变压器两侧电流关系

以 Y/△-11 联结的变压器△侧发生 BC 两相短路为例，如图 14.3-7 (a) 所示。短路点有：$\dot{I}_B^{\Delta} = -\dot{I}_C^{\Delta}$。将三相电流分解为对称分量，分别传变到变压器的 Y 侧，再将三个对称分量叠加后就得到了图 14.3-7 (b) 所示的 Y 侧电流相量

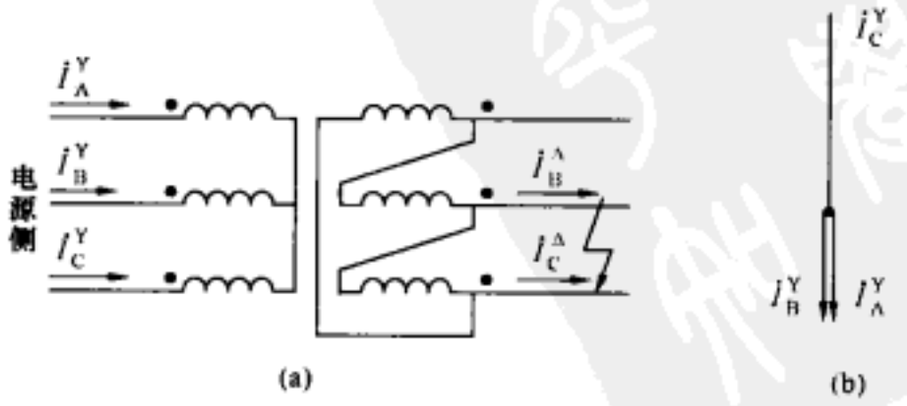


图 14.3-7　Y/△-11 变压器△侧 BC 两相短路的电流相量

(a) 短路示意图；(b) Y 侧电流相量

关系。

2 电流保护

利用电流的大小来判别电力系统运行设备是否发生短路，就构成了电流保护。目前，广泛采用三段式配置的方式，相互配合，以满足继电保护可靠性、选择性、速动性和灵敏性的要求。三段式阶梯形延时特性如图 14.3-8（b）所示。在末端线路，也可以采用两段式配置。时间级差 Δt 一般取（0.3～0.5）s，主要考虑下面各种因素及其离散值的影响：①继电器动作时间；②延时继电器的时间；③断路器动作时间；④灭弧和去游离时间；⑤继电器返回的时间；⑥裕度。

2.1 单电源线路相间短路的电流保护

小电流接地系统发生单相接地后，三相电流基本没有改变，系统还可以运行一段时间，发出接地信号即可。因此，其短路类型只需要考虑相间短路。

2.1.1 电流速断保护

反应短路电流增大而瞬时动作的电流保护称为电流速断保护（Ⅰ段）。电流速断是以继电器固有的时间发出跳闸命令的。

2.1.1.1 电流Ⅰ段的整定

在满足可靠性、选择性的前提下，用牺牲一点灵敏性的办法来保证速动性。为此，按照躲过相邻线路出口处的最大短路电流来整定。以图 14.3-8（a）为例，有

$$I^{\mathrm{I}}_{\mathrm{set.1}} = K^{\mathrm{I}}_{\mathrm{rel}} I_{\mathrm{k\,N.max}} \tag{14.3-12}$$

式中：$I_{\mathrm{k\,N.max}}$ 为最大运行方式下 N 点的三相短路电流；$K^{\mathrm{I}}_{\mathrm{rel}}$ 为可靠系数，一般取 1.2～1.3，主要考虑了下面这些因素的影响：①非周期分量；②暂态谐波；③系统参数的误差；④计算误差；⑤互感器传变误差；⑥继电器测量误差；⑦电动势波动；⑧裕度。

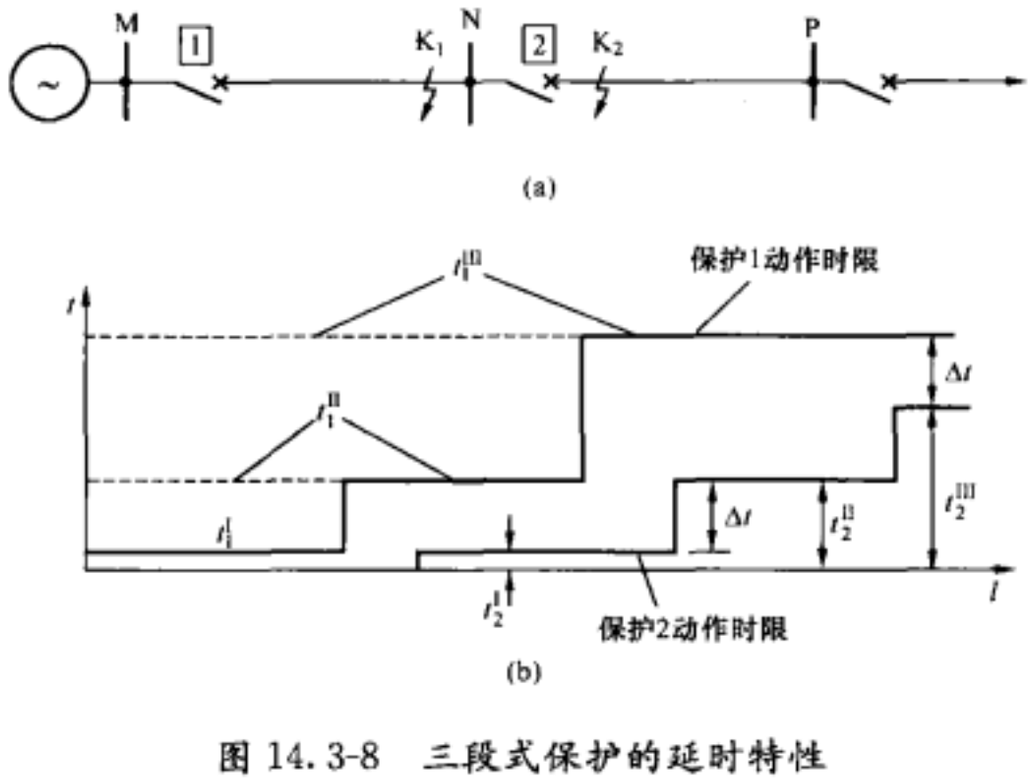


图 14.3-8 三段式保护的延时特性

（a）单电源系统示意图；（b）延时特性

2.1.1.2 灵敏度校验

按最小短路电流校验。在单电源条件下，最小的保护范围计算式为

$$l_{\min} = \frac{1}{z_1}\left(\frac{\sqrt{3}}{2}\frac{E_\varphi}{I^{\mathrm{I}}_{\mathrm{set.1}}} - Z_{\mathrm{S\cdot max}}\right) \tag{14.3-13}$$

式中：z_1 是线路每公里的正序阻抗；$Z_{\mathrm{S\cdot max}}$ 反应了最小的运行方式。规程要求：最小保护范围≥线路全长的 15%～20%。

2.1.2 限时电流速断保护

限时电流速断保护（Ⅱ段）的主要任务是保护线路全长，为此，牺牲一点速动性，通过增加一个延时元件来保证选择性和灵敏性。

2.1.2.1 电流Ⅱ段的整定

力争与下级线路的电流速断进行配合。如图 14.3-8（a）所示，计算式为

$$I^{\mathrm{II}}_{\mathrm{set.1}} = K^{\mathrm{II}}_{\mathrm{rel}} I^{\mathrm{I}}_{\mathrm{set.2}} \tag{14.3-14}$$

式中：$I^{\mathrm{I}}_{\mathrm{set.2}}$ 为保护 2 的电流Ⅰ段定值；$K^{\mathrm{II}}_{\mathrm{rel}}$ 为可靠系数，一般取 1.1～1.2。继电保护的所谓配合，至少包含电流与时间的两层配合关系。

2.1.2.2 灵敏度校验

在最小短路电流情况下，验证是否满足保护线路全长的要求。灵敏系数为

$$K^{\mathrm{II}}_{\mathrm{sen}} = I_{\mathrm{k\,N.min}} / I^{\mathrm{II}}_{\mathrm{set.1}} \tag{14.3-15}$$

式中：$I_{\mathrm{k\,N.min}}$ 为线路末端两相短路的最小短路电流。要求 $K^{\mathrm{II}}_{\mathrm{sen}} \geqslant 1.3\sim1.5$。当灵敏系数不满足要求时，电流Ⅱ段改为与下一级的电流Ⅱ段进行配合。

2.1.2.3 时间定值

在被配合电流保护动作时间基础上，增加一个时间级差 Δt，即 $t_1^{\mathrm{II}} = t_2 + \Delta t$。

2.1.3 定时限过电流保护

定时限过电流保护（Ⅲ段）的主要作用是保证切除故障。作为下级线路保护拒动和断路器拒动的远后备保护，同时作为本线路主保护拒动时的近后备保护。

2.1.3.1 电流Ⅲ段的整定

通常按照躲过最大的负荷电流来整定，并保证在故障切除后，电流Ⅲ段能够可靠返回。计算式为

$$I^{\mathrm{III}}_{\mathrm{set.1}} = \frac{K^{\mathrm{III}}_{\mathrm{rel}} K_{\mathrm{ss}}}{K_{\mathrm{r}}} I_{\mathrm{L\cdot max}} \tag{14.3-16}$$

式中：$I_{\mathrm{L\cdot max}}$ 为流经保护安装处的最大负荷电流；$K^{\mathrm{III}}_{\mathrm{rel}}$ 为可靠系数，一般取 1.15～1.25；K_{ss} 为自启动系数，由负荷性质决定；K_{r} 为返回系数，一般取 0.85～0.95。

2.1.3.2 灵敏度校验

按照下级线路末端发生短路的最小短路电流来校验。灵敏系数要求为

$$K^{\mathrm{III}}_{\mathrm{sen}} = I_{\mathrm{k\,P.min}} / I^{\mathrm{III}}_{\mathrm{set.1}} \geqslant 1.2 \tag{14.3-17}$$

2.1.3.3 时间定值

t^{III} 应在第三段保护范围内所有保护动作时限最大值的基础上，再增加一个时间级差 Δt。

2.1.4 电流保护的接线方式

对于图 14.3-9 所示的小电流接地系统，如果采用三相星形接线方式，则在串联线路发生异地两点接地时（如 K_1 与 K_2 处），保护能够 100%地只切除 N-S 线路；在并联线路发生异地两点接地时（如 K_2 与 K_3 处），保护 2、3 延时相同情况下会同时动作，切除两条发生接地的线路。

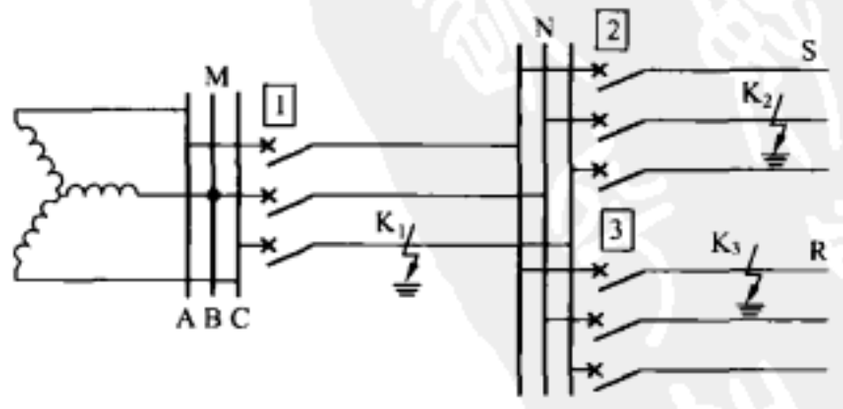


图 14.3-9 配电网线路示意图

如果采用两相星形（一般装在 A、C 相）接线方式，那么，在串联线路发生不同相别的异地两点接地时（如 K_1 与 K_2 处），保护 1 就会有 1/3 的机会动作跳闸，扩大停电范围；在并联线路发生异地两点接地时（如 K_2 与 K_3 处），能

够保证有 2/3 的机会只切除一条线路。

两相星形接线方式在小电流接地系统中被广泛采用。

2.2　双侧电源线路相间短路的方向电流保护

在双电源系统中，需要加装能够判别短路功率方向的元件，使得电流元件与功率方向元件都动作时，才允许跳闸，从而构成方向电流保护，避免误动。

在保护安装处，继电保护规定的正方向通常是由母线指向线路。对继电保护功率方向元件的基本要求是：①应具有明确的方向性。②有足够的灵敏度，应比电流元件的灵敏度高。

利用测量电压 $\dot{U}_m$ 与测量电流 $\dot{I}_m$ 进行相位比较，就可以实现判别短路功率方向。电压参考相量中通常包含了非故障相的电压，避免出口附近两相短路时出现电压死区现象；在三相短路时，采取记忆电压的方式。

相间功率方向继电器常用90°接线方式，即电流、电压分别接入：① $\dot{I}_A$ 和 $\dot{U}_{BC}$；② $\dot{I}_B$ 和 $\dot{U}_{CA}$；③ $\dot{I}_C$ 和 $\dot{U}_{AB}$。常用的动作方程为

$$90° \geqslant \arg\left[\dot{U}_m e^{j(90°-\varphi_k)}/\dot{I}_m\right] \geqslant -90° \quad (14.3\text{-}18)$$

式中：φ_k 为线路阻抗角。动作特性如图 14.3-10 所示，图中以电压为参考相量，当电流相量位于阴影部分区域时表示动作。

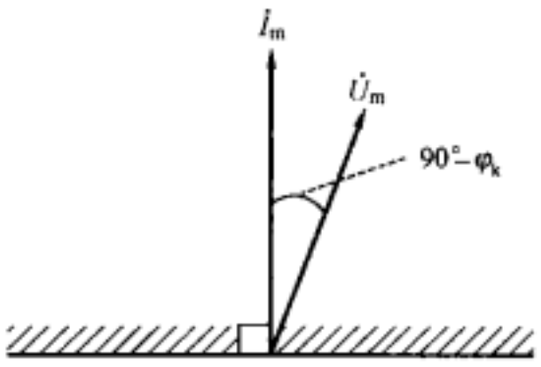


图 14.3-10　功率方向元件的动作特性

应用方向电流保护时，应当注意以下两点：

(1) 按相启动。例如：由 $\dot{I}_A$ 和 $\dot{U}_{BC}$ 构成的功率方向元件，必须和 A 相电流元件构成逻辑“与”之后，才允许跳闸。

(2) 在功率方向元件仅加入电压、电流中的一个电气量时，不允许动作。

2.3　零序电流保护

在大电流接地系统中，同一时刻的三相电气量相加就是 3 倍的零序分量，方法简单，不必附加任何移相措施，且正常运行时，没有零序电流，接地故障时特征十分明确，因此，零序电流保护得到了广泛的应用。

2.3.1　零序分量的特点

(1) 故障处的零序电压最高，零序电流最大。零序电流的分布比例主要取决于线路和接地变压器的零序阻抗，而与电源无关。

(2) 有电气联系的所有接地变压器都是零序电流的“注入点”。

(3) 以图 14.3-11 (a) 的保护 1 为例，正方向 K_1 处接地短路时，有 $3\dot{U}_0 = -Z_{0S}3\dot{I}_0$；反方向 K_2 处接地短路时，有 $3\dot{U}_0 = Z_{0R}3\dot{I}_0$。相位关系如图 14.3-11 (b) 和 (c)。

2.3.2　零序电流保护的整定

与相间电流保护的整定原则相类似。

2.3.2.1　零序电流速断（Ⅰ段）和限时零序电流速断（Ⅱ段）

与相间电流保护的整定原则、方法均一致，仅是用零序电流代替相电流，同时需要比较单相接地和两相接地的零序电流大小。当零序电流Ⅱ段的灵敏系数不满足要求时，考虑与下级线路的零序电流Ⅱ段配合，此时，为了获得速动性，还可以保留原先计算的Ⅱ段。

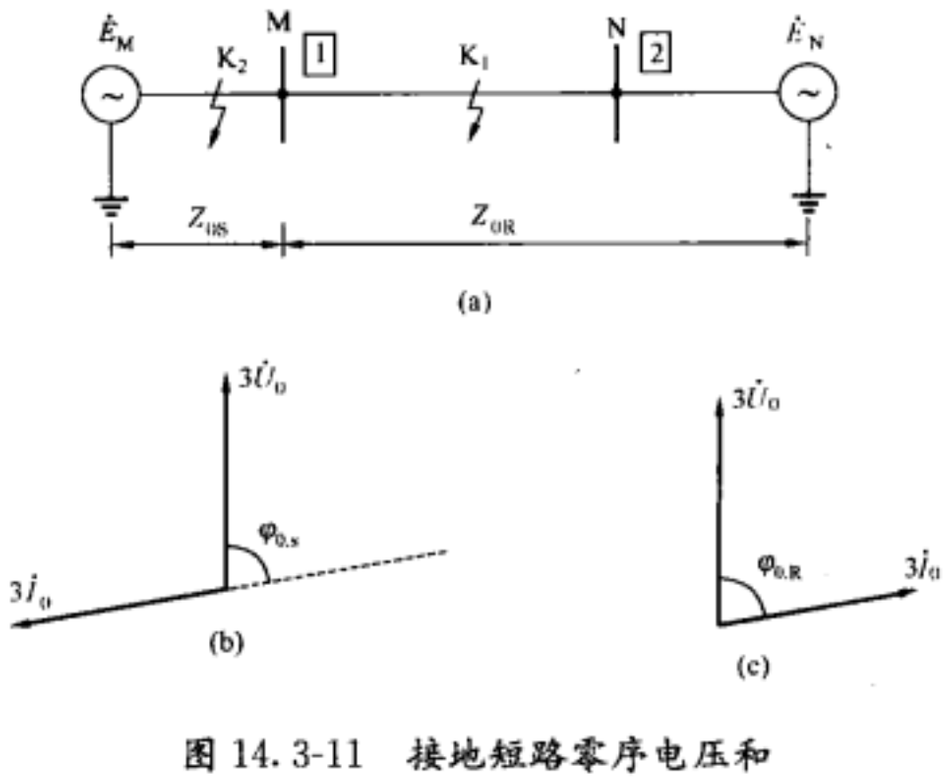


图 14.3-11　接地短路零序电压和零序电流相量关系

(a) 接地短路示意图；(b) 正方向短路相量关系；(c) 反方向短路相量关系

2.3.2.2　零序过流保护（Ⅲ段）

躲过下级线路出口处相间短路时所出现的最大不平衡电流 $I_{unb.max}$，即

$$I^{\mathrm{III}}_{0.set.1} = 0.05K^{\mathrm{III}}_{rel}K_{np}I^{(3)}_{k.N.max}/n_{TA} \quad (14.3\text{-}19)$$

式中：K^{III}_{rel} 取 1.1～1.2；0.05 是指三相同型电流互感器 10%误差的一半；K_{np} 为非周期分量的影响系数，一般取 1，仅在重合闸后加速时取 1.5～2；$I^{(3)}_{k.N.max}$ 为最大的外部短路电流。当满足灵敏系数配合的要求时，可按照逐级配合原则来整定。

2.3.3　零序方向电流保护

在变压器接地数目比较多的网络中，就需要考虑零序电流保护的方向性问题，以保证选择性。根据图 14.3-11 (b) 和 (c) 所示正、反方向短路的相量特征，确定动作特性如图14.3-12所示，图中以电压为参考相量，当电流相量位于阴影部分区域时表示动作。零序功率方向元件可以构成如下的动作方程

$$90° \geqslant \arg\left[3\dot{U}_0 e^{j(180°-\varphi_{0S})}/3\dot{I}_0\right] \geqslant -90° \quad (14.3\text{-}20)$$

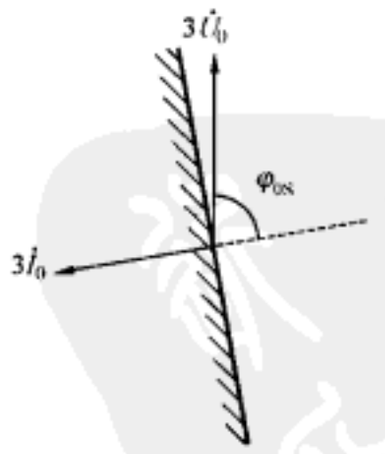


图 14.3-12　零序功率方向动作特性

应当关注的是：

1) 微机保护中的零序电压已经采用三相电压相加来获得（称为自产 $3U_0$），这样，在 TV 断线后，零序方向元件不能正确工作。

2) 一般情况下，零序方向元件没有电压死区，但是，在远处发生接地短路或高阻接地时，保护安装处的零序电压可能低于方向元件的门槛，导致方向元件拒动。

3) 在同杆并架双回线中，发生异名相跨线等故障时，

保护安装处可能会分解出零序电流分量来，但这是一个伪零序电流分量。

在小电流接地系统中，常采用零序电压来检测是否发生了单相接地故障，发告警信号。

2.4 反时限过电流保护

在三段式电流保护中，第Ⅲ段的动作时间需要逐级配合，导致越靠近电源处，虽然短路电流越大，但是，其动作时间越长。为了克服这个缺点，可以采用动作时间与电流大小成反比关系的动作特性（称为反时限动作特性）。这是将电流元件和时间元件综合成一个元件。国际电工委员会规定，标准反时限特性（Normal inverse）如图 14.3-13 所示，动作特性方程为：$t = 0.14t_p/(I_*^{0.02} - 1)$。其中，$I_* = I_m/I_{set}$，$I_m$ 为测量电流，I_{set} 为电流启动值；t_p 为可整定的时间常数。

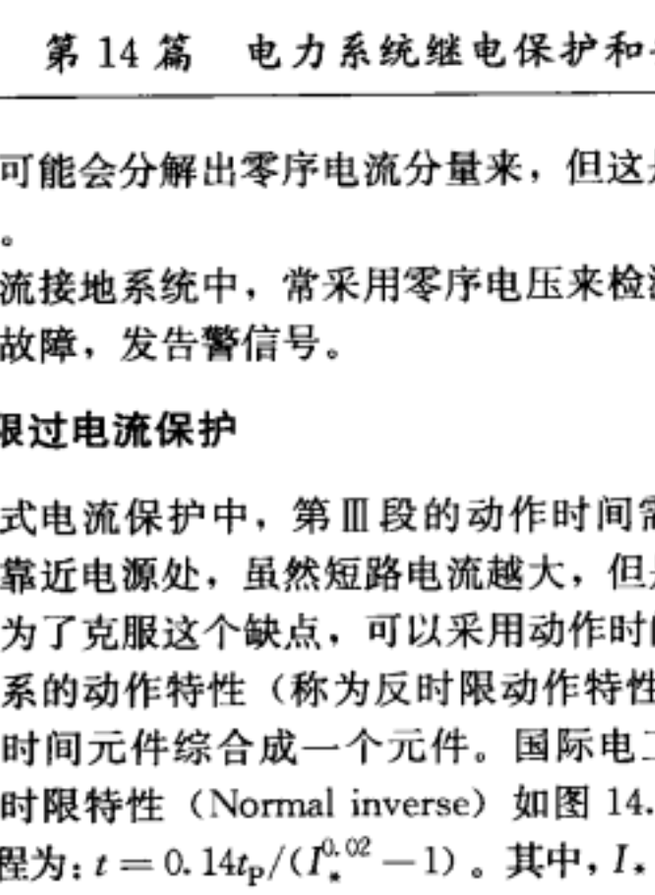


图 14.3-13 标准反时限特性曲线族

另外，还有称为非常反时限（Very inverse）$t = 13.5t_p/(I_* - 1)$ 和极端反时限（Extremely inverse）$t = 80t_p/(I_*^2 - 1)$ 的特性。

在本线路末端故障时，要求反时限电流保护的灵敏系数大于等于 1.5；在相邻线路末端故障时，力争灵敏系数不小于 1.2，同时，还应校核与相邻保护的时间配合。

反时限特性可以应用于过流、零序电流、负序电流保护中。

3 距离保护

3.1 基本原理

利用保护安装处测量电压 $\dot{U}_m$ 和测量电流 $\dot{I}_m$ 的比值所构成的继电保护方式称为阻抗保护。对于输电线路，$\dot{U}_m/\dot{I}_m$ 还能反映短路点到保护安装处的距离，所以，通常也称为距离保护。

距离保护的保护范围和灵敏度受运行方式的影响较小，尤其是距离保护Ⅰ段的保护范围比较稳定，同时，还具备判别短路点方向的功能。保护安装处测量电压、电流的比值 $\dot{U}_m/\dot{I}_m$ 称为测量阻抗。在输电线路正常运行时，测量阻抗基本上等于负荷阻抗，绝对值较大；在输电线路发生金属性短路时，测量阻抗基本上等于短路阻抗，绝对值比负荷阻抗小很多。在电流、电压互感器的两侧，阻抗关系为：$Z_m = (n_{TA}/n_{TV})Z_k$，其中，Z_m 为二次侧保护装置的测量阻抗；Z_k 为一次侧的测量阻抗；n_{TA}、n_{TV} 为电流、电压互感器的变比。

考虑到二次侧的测量阻抗受电流、电压互感器和输电线路阻抗角的角度差影响，因此，通常将阻抗继电器的保护范围扩大为一个面或圆的形式。当测量阻抗落在这个范围内时，阻抗元件动作；否则不动作。保护范围由给定阻抗值的大小来确定，这个给定的阻抗值称为整定阻抗 Z_{set}。距离保护实际动作范围的边界称为临界动作阻抗（简称动作阻抗 Z_{op}）。

可以说，距离保护只是一种反应短路点到保护安装处距离的常用方式。实际上，还可以采用行波等其他方法来实现短路点的距离测量。

3.2 动作特性

测量阻抗是一个复数的范畴，为了更直观地了解测量阻抗与动作范围的关系，通常采用阻抗复平面来描述。也可以采样电压复平面来描述。

常用的阻抗继电器圆特性如图 14.3-14 所示，图中，Z_{set} 为整定阻抗（用 $|Z_{set}|$ 和 φ_{sen} 确定）。

1）图 14.3-14（a）为方向阻抗继电器的动作特性，这种特性不仅能测量短路阻抗的大小，还能够判断短路的方向。将整定阻抗（动作边界最大）与 R 轴的夹角称为最大灵敏角 φ_{sen}。如果被保护线路的阻抗角等于最大灵敏角，那么，在整定值不变的情况下，可以获得最大的保护范围。

2）图 14.3-14（b）称为偏移阻抗继电器的动作特性，它在第三象限的最大边界是整定阻抗的 α 倍。

3）图 14.3-14（c）为全阻抗继电器的动作特性，没有方向性。

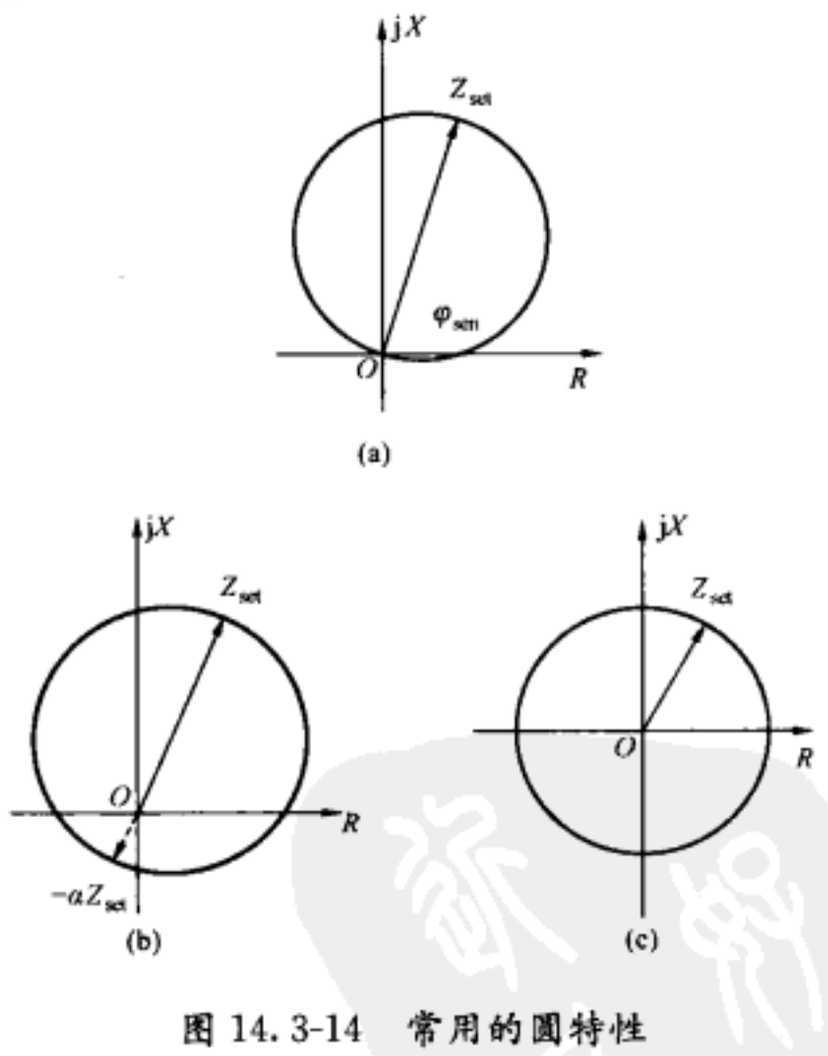


图 14.3-14 常用的圆特性

（a）方向阻抗特性；（b）偏移阻抗特性；（c）全阻抗特性

为了从解析方程的角度来描述圆特性的阻抗继电器，常用绝对值（幅值）比较和相位比较两种方法。在 $|\dot{A}| \geqslant |\dot{B}|$ 这种不等式的比较中，通常将 $|\dot{A}|$ 所代表的电气量称为动作量，将 $|\dot{B}|$ 所代表的电气量称为制动量。

3.2.1 绝对值比较方法

绝对值比较方法的基本原理是：圆周以内任何一点到圆心的距离都小于等于圆的半径。由此可以得到任意圆特性的

绝对值比较动作方程：

$$|Z_m - \dot{o}| \leqslant r \qquad (14.3\text{-}21)$$

式中：Z_m 为测量阻抗；$\dot{o}$ 为阻抗特性的圆心相量；r 为圆的半径。

在确定了具体的圆特性后，可以方便地得到 $\dot{o}$ 和 r 的表达式。偏移阻抗继电器的动作方程是一个通用的表达式：

$$\left|Z_m - \left(\frac{1-\alpha}{2}\right)Z_{set}\right| \leqslant \left|\frac{1+\alpha}{2}Z_{set}\right| \qquad (14.3\text{-}22)$$

式中：α 称为偏移度，数值为正。当 $\alpha=0$ 时，就构成方向阻抗继电器 $\left|Z_m - Z_{set}/2\right| \leqslant |Z_{set}/2|$；当 $\alpha=1$ 时，就构成全阻抗继电器 $|Z_m| \leqslant |Z_{set}|$。

3.2.2　相位比较方法

任意圆特性相位比较方法的基本原理是：直径所对应的圆周角均等于90°。由此可以得到偏移阻抗继电器的相位比较动作方程

$$-90^\circ \leqslant \arg\frac{Z_{set} - Z_m}{Z_m + \alpha Z_{set}} \leqslant 90^\circ \qquad (14.3\text{-}23)$$

$\alpha=0$ 时，就构成方向阻抗继电器；$\alpha=1$ 时，就构成全阻抗继电器。

用两个相交的圆特性进行“与”、“或”计算，还可以得到橄榄型、苹果型特性。

如果圆特性的绝对值比较方程为 $|\dot{A}| \geqslant |\dot{B}|$，相位比较方程为 $|\arg(\dot{C}/\dot{D})| \leqslant 90^\circ$，那么，两者的互换关系为：① $\dot{A} = \dot{D}+\dot{C}$ 和 $\dot{B} = \dot{D}-\dot{C}$；② $\dot{C} = (\dot{A}-\dot{B})/2$ 和 $\dot{D} = (\dot{A}+\dot{B})/2$。

在出口附近短路时，残压很低，测量阻抗容易失去方向性或不动作，出现出口死区现象。常规方向阻抗继电器通常采用记忆回路和引入第三相电压的办法来解决，当然，对特性也会产生局部的影响；而微机保护中，一般采用短路前的电压（相当于完全记忆）与短路后电流进行短路方向判别，解决出口死区的问题。

图 14.3-15 所示的多边形特性是一种很好的方向阻抗特性，最大灵敏角的概念已经淡化了。①第一象限的 α 夹角是防止相邻线路出口经过渡电阻 R_g 接地时的超越；②第四象限向下偏移的边界，是在出口经 R_g 接地时，保证可靠动作；③第一象限的 60°斜线，略小于线路阻抗角，提高躲过渡电阻的能力。

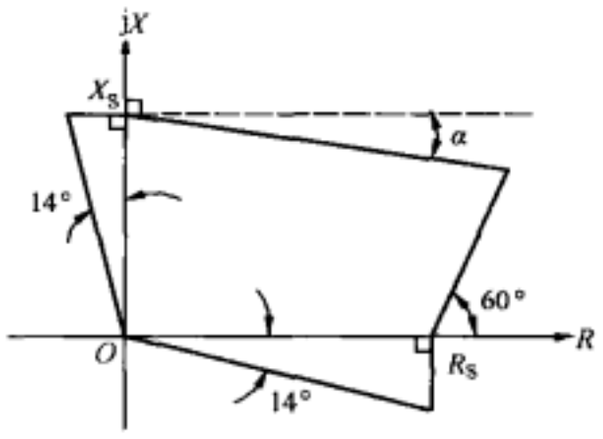


图 14.3-15　多边形方向阻抗动作特性

特性中，X_S 与 R_S 是独立分量。X_S 按照保护范围和配合关系来整定；R_S 按照躲最小负荷阻抗来整定。在振荡闭锁期间，还可以通过减小 R_S 方向的数值，降低振荡的影响。

在手动合闸和重合闸过程中，Ⅲ段阻抗应在图 14.3-15 特性的基础上，再叠加了一个包括坐标原点的动作区域，构成偏移特性，保证可靠地切除出口故障。

3.3　故障分量阻抗继电器

故障分量阻抗继电器是指由电流、电压的故障分量构成，反应补偿电压（工作电压）的阻抗继电器，不受负荷分量的影响。国内也称为突变量阻抗继电器。

3.3.1　基本原理

区内短路时，假设过渡电阻 $R_g=0$，则短路附加状态示意图、规定方向及相关参数用图 14.3-16（a）表示。如果用 $\dot{U}_{K|0|}$ 表示故障点 K 在短路前的电压相量，那么，$\Delta\dot{U}_K = -\dot{U}_{K|0|}$。

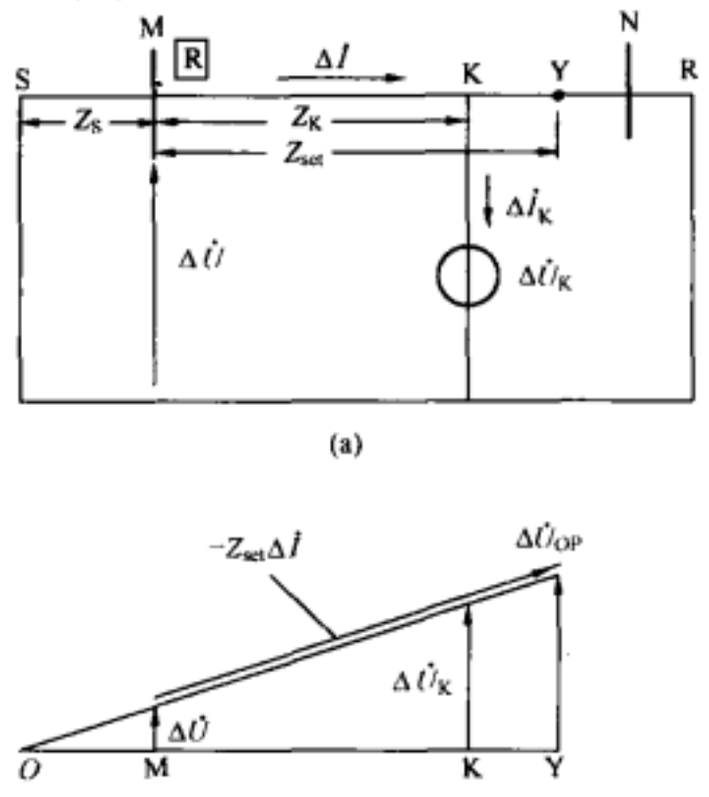


图 14.3-16　短路附加状态及电压分布

（a）短路附加状态；（b）故障分量的电压分布

将所关心的 Y、M 到中性点的故障电压分布图画出，示于图 14.3-16（b）。于是，可以得出补偿到保护范围末端 Y 点处的工作电压为

$$\Delta\dot{U}_{OP} = \Delta\dot{U} - Z_{set}\Delta\dot{I} \qquad (14.3\text{-}24)$$

式中：Z_{set} 为整定阻抗；$\Delta\dot{U}$、$\Delta\dot{I}$ 为对应接线方式的故障电压和电流。

同样方法，可以画出区外和反方向短路的附加状态图，以及故障电压分布图。

由电压分布情况可以知道：仅在保护范围内发生短路时，才有 $|\Delta\dot{U}_{OP}| > |\Delta\dot{U}_K|$；其余情况均为 $|\Delta\dot{U}_{OP}| < |\Delta\dot{U}_K|$。所以，突变量阻抗继电器的动作方程为：$|\Delta\dot{U}_{OP}| \geqslant |\Delta\dot{U}_K|$，其中，$\Delta\dot{U}_K$ 难以测量，通常由负荷电压和电流近似求 $\Delta\dot{U}_K \approx \dot{U}_L - Z_{set}\dot{I}_L$。

3.3.2　正方向短路的动作特性

正方向发生区内或区外故障时，突变量阻抗继电器的幅值比较动作方程为

$$|Z_S + Z_{set}| \geqslant |Z_S + Z_m| \qquad (14.3\text{-}25)$$

式中：Z_S 为背后系统阻抗。动作特性如图 14.3-17 所示（不能用该图来分析反方向短路的情况）。

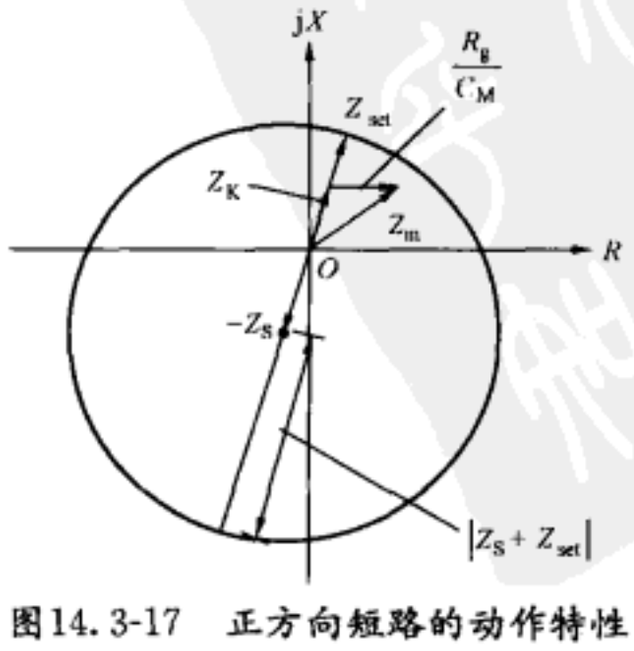


图14.3-17　正方向短路的动作特性

从动作特性分析，可以对突变量阻抗继电器在正方向短路时的性能做如下评述：①与常规的方向阻抗继电器比较，突变量阻抗继电器在保护范围不变的情况下，耐过渡电阻的能力增强了；②正方向出口短路无死区。

3.3.3 反方向短路的动作特性

反方向发生故障时，突变量阻抗继电器的幅值比较动作方程为

$$|Z_R - Z_{set}| \geqslant |Z_m - Z_R| \qquad (14.3\text{-}26)$$

式中：Z_R 为保护安装处到对侧中性点的阻抗之和。该方程对应的动作区域远离短路点，阻抗继电器不会动作。

由于不受负荷分量的影响、方向性明确、出口短路的动作量较大等优点，因此突变量阻抗继电器得到了广泛的应用，但是，应当关注如下几个问题：

1）上述的分析是针对故障相进行的。非故障相的突变量阻抗继电器有可能会出现误动的情况，解决的办法是在阻抗测量元件满足动作条件后，再用选相方法予以确认，或采用按相补偿方法。

2）通常仅在短路刚发生的一段时间内投入使用。

3）应当考虑电容式电压互感器（CVT）暂态过程的影响。

4）在高阻接地时，电压、电流可能会缓慢发生变化，突变量计算会失真。

3.4 阻抗继电器的接线方式

对阻抗继电器接线方式的要求是：①测量阻抗 Z_m 应当能够准确地反映短路阻抗 Z_k；②测量阻抗 Z_m 应当不随故障类型而变化。遗憾的是，到现在为止还没有一种阻抗继电器的接线方式能够同时满足上述的两个要求。

目前，阻抗继电器常用的接线方式是：相间阻抗 0°接线和具有零序电流补偿的接地阻抗 0°接线。这两种接线方式的电压、电流组合如表 14.3-1 所示。

表 14.3-1　　常用的阻抗元件接线方式

接线方式		0°接线			具有零序电流补偿的 0°接线		
继电器		Z_{AB}	Z_{BC}	Z_{CA}	Z_A	Z_B	Z_C
接入量	$\dot{U}_m$	$\dot{U}_A-\dot{U}_B$	$\dot{U}_B-\dot{U}_C$	$\dot{U}_C-\dot{U}_A$	$\dot{U}_A$	$\dot{U}_B$	$\dot{U}_C$
	$\dot{I}_m$	$\dot{I}_A-\dot{I}_B$	$\dot{I}_B-\dot{I}_C$	$\dot{I}_C-\dot{I}_A$	$\dot{I}_A+K3\dot{I}_0$	$\dot{I}_B+K3\dot{I}_0$	$\dot{I}_C+K3\dot{I}_0$

注　零序补偿系数 $K=(Z_0-Z_1)/3Z_1$。

按照表 14.3-1 所示的接线方式，利用保护安装处的测量电压和电流，可以得到单一故障情况下的测量阻抗，如表 14.3-2 所示。表中，Z_k 表示短路点到保护安装地点之间的正序阻抗；空白处均表示测量阻抗 Z_m 不等于短路阻抗 Z_k，一般情况下，其测量阻抗的绝对值都大于短路阻抗的绝对值。

表 14.3-2　　不同接线方式下的测量阻抗

测量阻抗 Z_m 故障类型 \ 阻抗继电器	Z_A	Z_B	Z_C	Z_{AB}	Z_{BC}	Z_{CA}
$K_A^{(1)}$	Z_K					
$K_B^{(1)}$		Z_K				
$K_C^{(1)}$			Z_K			
$K_{AB}^{(2,0)}$	Z_K	Z_K		Z_K		
$K_{BC}^{(2,0)}$		Z_K	Z_K		Z_K	
$K_{CA}^{(2,0)}$	Z_K		Z_K			Z_K
$K_{AB}^{(2)}$				Z_K		
$K_{BC}^{(2)}$					Z_K	
$K_{CA}^{(2)}$						Z_K
$K^{(3)}$	Z_K	Z_K	Z_K	Z_K	Z_K	Z_K

在综合考虑接入的全部电流信号后，一种新的按相补偿接地阻抗测量方法如下

$$Z_\phi = \frac{\dot{U}_\phi}{\dot{I}_\phi + \left(\frac{\Delta I_\phi}{\Delta I_{max}}\right)K3\dot{I}_0} \quad (\phi = A、B、C) \qquad (14.3\text{-}27)$$

式中：ΔI_ϕ 为测量相的故障电流；$\Delta I_{max} = \max\{\Delta I_A, \Delta I_B, \Delta I_C\}$。

以 $K_A^{(1)}$ 为例，按相补偿方式不影响故障相的测量阻抗；非故障相的测量阻抗增大到约 $\Delta I_A/\Delta I_B$ 倍，由于电源侧有 $\Delta I_A \gg \Delta I_B$，所以，能够有效地提高非故障相的安全性。两相接地短路与此类似。对于相间短路，没有零序电流存在，测量阻抗与原有的接线方式一样。

按相补偿方法与具有零序电流补偿的接地阻抗 0°接线相比较，具有较好的选相作用，不会带来不利的影响。由微机保护实现时，不会增加装置的复杂程度。

3.5 距离保护整定计算原则

距离保护也采用阶梯时限配合的三段式配置，整定原则与电流保护一致，并经过启动元件开放出口回路。

3.5.1 距离保护Ⅰ段的整定

一般是按照躲相邻线路出口短路的方式来整定，即 $Z_{set\cdot1}^1 = K_{rel}^I Z_l$，其中，$Z_l$ 为被保护线路全长的正序阻抗；K_{rel}^I 为可靠系数，一般取 0.8～0.85。K_{rel}^I 取值主要考虑的是各种影响因素的相对误差（如继电器测量误差、互感器误差和参数测量误差等）；在线路较短的情况下，应当考虑绝对误差，此时，K_{rel}^I 要小于上述的范围。

3.5.2 距离保护Ⅱ段的整定

通常要求：在本线路末端发生故障时，阻抗元件有 1.25 倍的灵敏度；时间延时应比与之配合的保护动作时间高一个时间级差 Δt。

在全线速动保护配置较完善的线路中，可以考虑将距离Ⅱ段的定值进行简化处理，即按照有灵敏度来整定。

3.5.3 距离保护Ⅲ段的整定

阻抗定值宜按照躲过事故情况下的最小负荷阻抗来整定，避免事故跳闸后引起连锁动作，国外的几次大停电事故都或多或少地说明了这一点。同时，还应满足相邻线路末端短路时有足够灵敏度。

时间整定值：为满足配合要求，在相邻设备所有距离保护的最大动作时间基础上，再增加一个时间级差 Δt，同时，不小于 1.5～2s，以便躲过振荡的影响。

4 影响阻抗继电器的因素和对策

4.1 精确工作电流和精确工作电压

距离保护实际的动作阻抗 Z_{OP} 与整定阻抗 Z_{set} 之间存在

一定的偏差。当偏差达到 $|(Z_{set}-Z_{OP})/Z_{set}| = 10\%$ 时，流入阻抗继电器的电流称为精确工作电流。精确工作电流与整定阻抗的乘积称为精确工作电压。为此，要求阻抗继电器应当工作在一定的电流、电压范围内，保证阻抗测量误差限定在 10%以内。

4.2　系统振荡的影响

4.2.1　振荡的特征与影响

图 14.3-18 为简化的双电源系统等值电路图，其中，Z_{MN} 为线路阻抗；Z_S、Z_R 为 M、N 两侧的系统阻抗；δ 为两侧电动势 $\dot{E}_S$ 和 $\dot{E}_R$ 之间的夹角。电压、电流相量关系如图 14.3-19。假设各元件的阻抗角均相等，且 $|\dot{E}_S| = |\dot{E}_R| =$

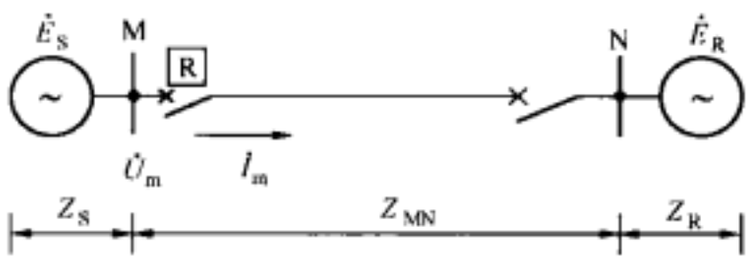


图 14.3-18　系统振荡等值图

E。那么，在振荡期间，保护安装处的电压和电流为

$$|\dot{U}_m| = E\sqrt{1-4m(1-m)\sin^2(\frac{\delta}{2})} \quad (14.3\text{-}28)$$

$$|\dot{I}_m| = 2E\sin(\frac{\delta}{2})/|Z_\Sigma| \quad (14.3\text{-}29)$$

式中：$Z_\Sigma = Z_S + Z_{MN} + Z_R$ 为系统综合阻抗；$m = Z_S/Z_\Sigma$，反映了保护安装处的位置。振荡时，电流、电压有效值的变化情况如图 14.3-20 所示。

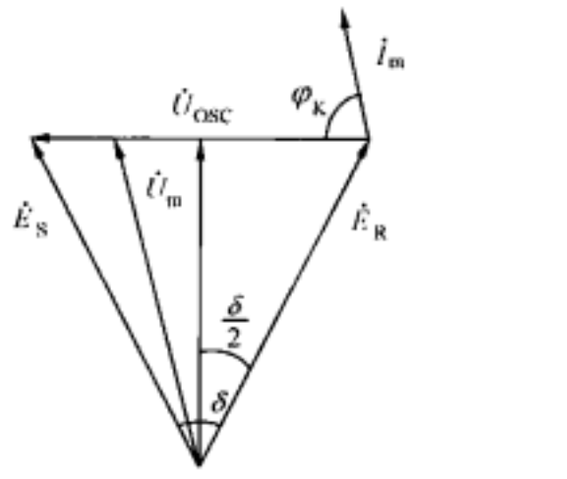


图 14.3-19　振荡时电压、电流相量

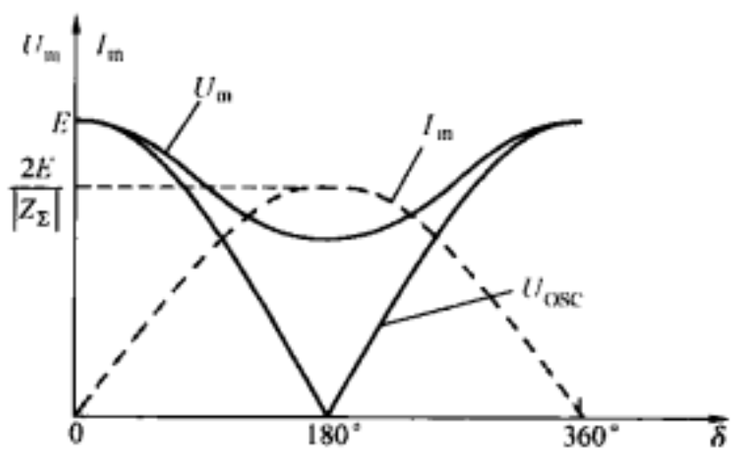


图 14.3-20　振荡时的电流和电压

在 $m=1/2$ 情况下，当 δ 为 0°以外的任意值时，测量电压是全系统的最低值，如图 14.3-19 中的 $\dot{U}_{OSC}$。在电力系统振荡时，将电压最低的这一点称为振荡中心。

系统振荡时，保护安装处 M 的测量阻抗为

$$Z_m = \left(\frac{1}{2}-m\right)Z_\Sigma - j\frac{1}{2}Z_\Sigma \operatorname{ctg}\frac{\delta}{2} \quad (14.3\text{-}30)$$

将这个测量阻抗的变化轨迹在阻抗复平面上画出来，如图 14.3-21 所示的轨迹 1。轨迹 2、3 分别对应于 $|\dot{E}_S| > |\dot{E}_R|$ 和 $|\dot{E}_S| < |\dot{E}_R|$ 的测量阻抗变化情况。

在双电源系统的振荡期间，保护安装处的测量阻抗是不断变化的，如果测量阻抗落在距离保护Ⅰ段动作范围内，就会立即造成误动；如果测量阻抗落在距离保护Ⅱ段动作范围内的时间超过 t^{II} 延时，也会造成误动。如图 14.3-22，当 T_{OSC} 为振荡周期时，阻抗继电器误动的时间为 $t = (\delta_2-\delta_1)T_{OSC}/360°$。

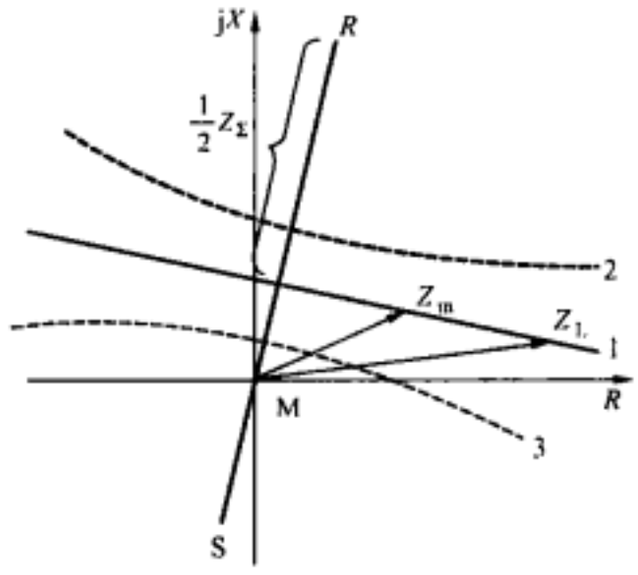


图 14.3-21　测量阻抗的变化轨迹

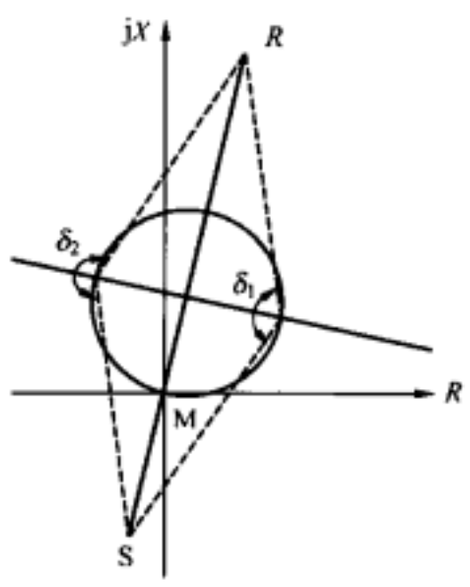


图 14.3-22　阻抗元件的误动区域

应当说明：

1）在单端电源的线路中，距离保护不受振荡影响。

2）在振荡过程中，至少有一侧的频率发生了变化，导致各处电压的频率是不同的，$Z_\Sigma = R_\Sigma + j\omega L_\Sigma$ 也随频率发生变化。

4.2.2　防止振荡影响的措施

距离保护的振荡闭锁措施应当满足以下的基本要求：

1）系统振荡时，距离保护不应误动。

2）振荡期间再发生各种类型的不对称故障时，保护装置应有选择性地动作跳闸，纵联保护仍应快速动作。

3）振荡期间再发生三相故障时，保护装置应可靠地将故障线路切除，并允许带短延时。

结合短路与振荡的电气特征差异，距离保护一般采取如下的振荡闭锁措施，或者多种方法配合使用。

4.2.2.1　短时开放

由动稳定破坏导致系统振荡时，需要经过一定的时间才可能引起测量阻抗进入到阻抗动作特性范围内。利用这个特征构成了短时开放的方式：启动元件动作后，短时开放距离保护的Ⅰ段和Ⅱ段。短时开放的时间一般为 0.1～0.25s。在开放的时间内，如果距离Ⅰ段或Ⅱ段动作，则说明故障点位于阻抗继电器的动作范围内，将继续投入故障相的距离Ⅰ段和Ⅱ段，直到故障线路跳开；如果距离Ⅰ段和Ⅱ段均不动作，则开放时间到了之后，将距离Ⅰ段和Ⅱ段闭锁（称为振荡闭锁）。短时开放的方式在国内的距离保护中得到了普遍应用，获得了很大的成功，其缺点是，在短时开放时间之后，无论系统处于何种工况，均当作振荡来对待，将距离Ⅰ段和Ⅱ段闭锁。

静稳定破坏时，启动元件一般不会动作，由静稳检测元件 Z^{III} 或 I^{III} 动作后，实现振荡闭锁。在振荡比较剧烈的情

况下，即使启动元件也动作，则距离保护已经进入到振荡闭锁状态，不应再开放距离保护的Ⅰ段和Ⅱ段。

4.2.2.2 利用阻抗变化率不同构成振荡闭锁

在系统振荡时，测量阻抗的变化速率与振荡周期有关，特征是：测量阻抗在不断地缓慢变化。而在短路故障时，测量阻抗由负荷阻抗突然变为短路阻抗，随后测量阻抗又变化很小或几乎不变。利用振荡与短路的阻抗变化规律和特征，就构成了 dr/dt、dZ/dt 等识别方法。

图 14.3-23 为振荡期间电阻连续测量的示意图。在最大的振荡周期 $T_{osc.max}$ 和 $\delta = 180°$ 附近，可以获得电阻变化最缓慢的情况，如 τ 时间段对应的 ΔR_{min}。于是，取 $\Delta R \geqslant K\Delta R_{min}(180°, T_{osc.max}, \tau, Z_{S\sum.min})$ 作为振荡判别的条件，其中，K 为小于 1 的可靠系数；$Z_{S\sum.min}$ 为系统综合阻抗的最小值。在较短的振荡周期和 τ 以外的时间段，振荡时电阻变化值均满足这个判别条件。在短路情况下，τ 时间内的电阻变化值小于 ΔR_{min}，不满足这个判别条件。还可以通过逐步加大 τ 时间，自动调整判别门槛，达到识别短路的目的。

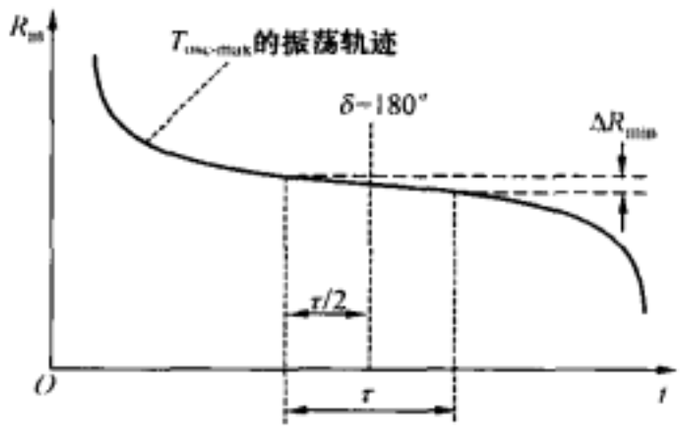


图 14.3-23 测量电阻变化最小的情况

另外，还有简称为大圆套小圆的阻抗判别方法，原理如图 14.3-24。图中，KZ1 为整定值较高的阻抗元件，一般躲最小负荷阻抗；KZ2 为整定值较低的阻抗元件。短路时，KZ1、KZ2 的动作时间差小于 Δt，开放保护，直到 KZ2 返回；振荡时，从 KZ1 动作再到 KZ2 动作的时间要大于 Δt，保护不会误动。

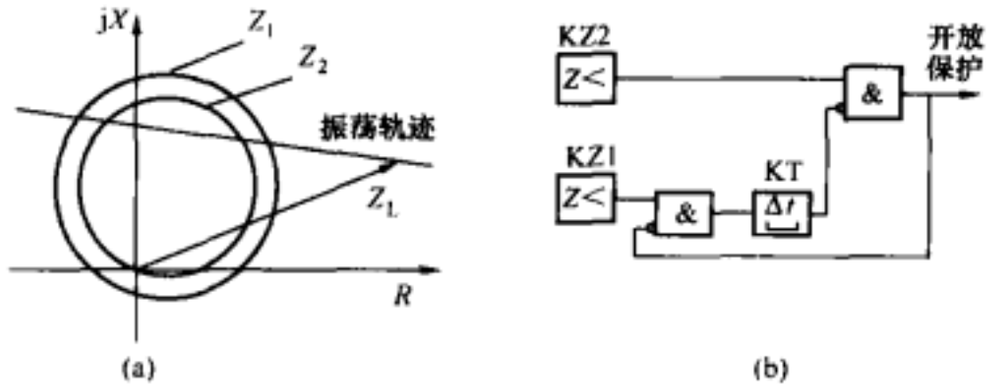


图 14.3-24 利用阻抗变化速动不同的振荡闭锁
(a) 原理示意图；(b) 原理框图

4.2.2.3 $U\cos\varphi$ 判据

假设两侧电源电动势相等，并忽略各元件的电阻，那么，图 14.3-19 中，$\varphi_k = 90°$，$\dot{I}_m$ 与 $\dot{U}_{OSC}$ 同相位。这样，振荡中心电压为：$U_{OSC} = E\cos(\delta/2) \approx U_m\cos\varphi$，其中，$\varphi$ 为保护安装处测量电压超前电流的角度。从而计算出振荡中心的电压和两侧电动势的夹角 δ。由于一般阻抗继电器在 $\delta \geqslant 120°$ 时才动作，因此，在振荡周期按 3s 考虑时，反应 $d(U_m\cos\varphi)/dt$ 的振荡闭锁启动值可整定为 $d(U_m\cos\varphi)/dt > 0.9E$，同时，距离保护要经过一个适当的延时才允许动作。

4.2.2.4 利用延时躲过振荡的影响

时间延时大于误动的时间 $t = (\delta_2 - \delta_1)T_{OSC}/360°$，就可以躲过振荡的影响。

4.2.3 振荡过程中再故障的判别

振荡闭锁期间再发生故障时，希望重新开放故障相的距离Ⅰ段和Ⅱ段。

(1) 对于利用启动元件而短时开放保护的振荡闭锁措施，可以采用下式作为不对称故障的重新开放条件

$$|\dot{I}_2| + |\dot{I}_0| \geqslant m|\dot{I}_1| \qquad (14.3\text{-}31)$$

式中：$|\dot{I}_2|$、$|\dot{I}_0|$、$|\dot{I}_1|$ 分别为负序、零序和正序电流；m 为比例系数，可取为 0.5～0.7。

(2) $U\cos\varphi$ 判据可以应用于振荡闭锁期间的三相短路判别，可以采用 -0.03p.u. $< U\cos\varphi < 0.08$p.u. 与一个延时配合，作为三相短路的重新开放条件，其中，p.u. 为电压的标么值。在振荡过程中又发生三相故障时，这个电压标么值关系会一直满足；在仅有振荡时，只在较短的时间内满足，其余时间都不满足。

4.3 过渡电阻的影响

过渡电阻短路及其影响如图 14.3-25 所示。R_g 为过渡电阻时，保护 1 有

$$Z_m = \frac{\dot{U}_m}{\dot{I}_m} = (Z_K + R_g) + \frac{\dot{I}'_m}{\dot{I}_m}R_g \qquad (14.3\text{-}32)$$

在 S 为送电侧的情况下，$\dot{I}_m$ 超前 $\dot{I}'_m$，接地电阻的影响呈现容性，导致区外故障可能引起误动，区内故障可能引起拒动；在 S 为受电侧的情况下，接地电阻的影响呈现感性，也可能引起误动或拒动。为此，可以利用数字通道，相互传输 $\dot{I}_m$ 和 $\dot{I}'_m$ 后再计算式 (14.3-32) 中的阻抗。或采用下式

$$\dot{U}_m \approx X_m\left(\frac{R_1}{X_1} + j1\right)\dot{I}_m + \frac{R_g}{C_{0M}}3\dot{I}_{0m} \qquad (14.3\text{-}33)$$

式中：C_{0M} 为保护安装处的零序电流分配系数，约等号来源于 $\dot{C}_{0M} \approx C_{0M}$。对于具体的输电线路，$R_1/X_1$ 为已知，于是，将 X_m 和 R_g/C_{0M} 当作未知数，联立两个独立的方程，即可求解出受过渡电阻影响较小的测量电抗 X_m。

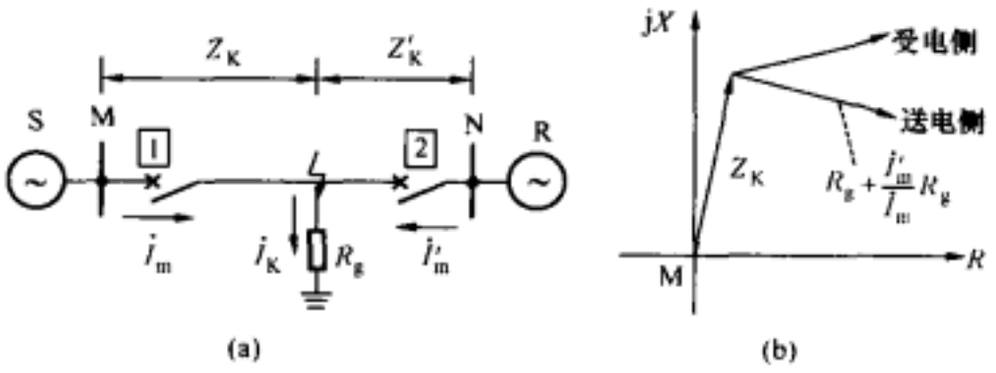


图 14.3-25 过渡电阻短路示意图
(a) 短路示意图；(b) 测量阻抗相量

为了检验整套保护设备对接地短路的耐受过渡电阻能力，要求：对 500kV 线路按 300Ω 考核；对 330kV 线路按 150Ω 考核；对 220kV 线路按 100Ω 考核。实际上，主要考核短路点的电流达到 1kA 时，要求继电保护应该动作。应当说明，在过渡电阻较大时，主要由零序电流完成继电保护的功能。

4.4 电压回路断线的影响

在电压回路断线的情况下，测量电压较小或等于 0，阻抗继电器会误动。解决的办法是：在系统没有故障时，如果出现电压回路断线，则闭锁距离保护。

4.5 线路串联补偿电容的影响

具有串联补偿电容器的系统示意图如图 14.3-26。实际上，在电容器两端还并接着金属氧化锌变阻器 MOV 和放电间隙，起到保护电容器的作用。当短路电流超出电容器额定电流 2 倍时，MOV 的阻值就会急剧减小；当 MOV 电流很

大或通过电流产生的能量积累到一定数值之后，就触发放电间隙。

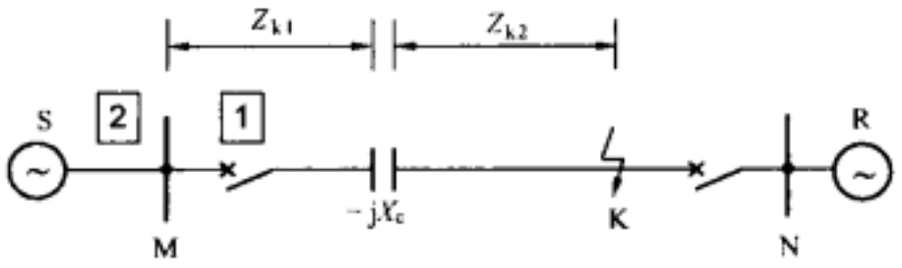


图 14.3-26　系统示意图

在 MOV 或放电间隙没有动作情况下，线路串联补偿电容对距离保护 1 和 2 测量阻抗的影响如图 14.3-27（a）、（b）所示。测量阻抗并不与短路点的距离成正比，从而会导致距离保护拒动或误动。

当放电间隙被击穿时，测量阻抗基本上不受串联补偿电容的影响。但是，如果输入信号中混杂着 MOV、放电间隙动作前后的两种状态信息，则测量阻抗是一个过渡过程。

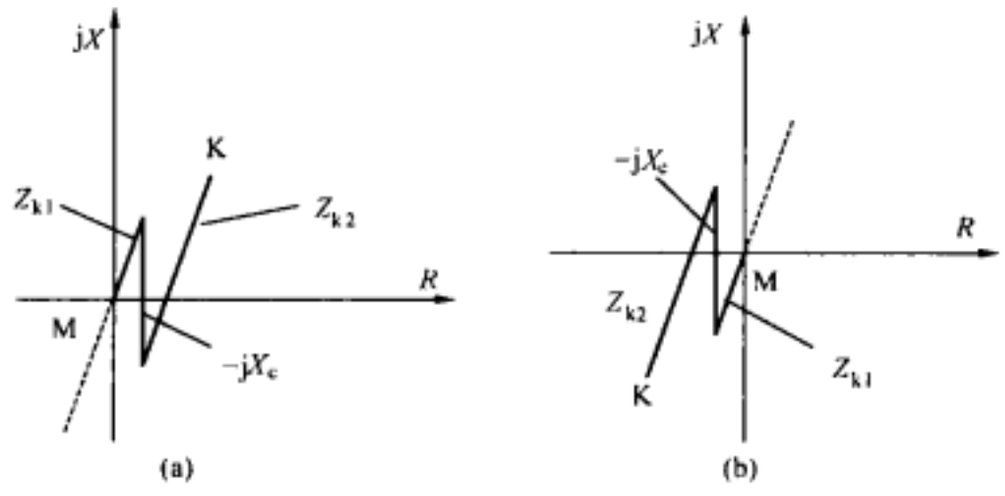


图 14.3-27　串联补偿电容对测量阻抗的影响
（a）保护 1 的测量阻抗轨迹；（b）保护 2 的测量阻抗轨迹

减少串联补偿电容对阻抗测量影响的措施通常有以下几种：

1）采取故障前的记忆电压与故障后的电流进行故障方向的判别。

2）用负序或零序方向元件来闭锁会误动的距离保护。缺点是三相故障时，无法闭锁。

3）整定阻抗躲过串联补偿电容的影响。缺点是降低了保护的灵敏度。

近年来，补偿度可变的可控串联补偿电容在系统中逐渐得到了应用，它对距离保护的影响比固定串联补偿电容更复杂。

4.6　非工频分量的影响

非工频暂态分量包括：

1）衰减的非周期分量。大小、衰减时间取决于短路初相角和系统的 R、L、C 参数。

2）非周期高频分量。由电感和电容充放电以及行波和行波的折反射过程所产生。

3）互感器的过渡过程，尤其是电容式电压互感器过渡过程的影响。

非工频分量对快速保护会产生一定影响。对微机保护来说，通过模拟低通滤波器和数字滤波器可以有效地滤除整数次谐波分量，并对非整数次谐波和衰减非周期分量也有一定的抑制作用。常规保护受非工频分量的影响要大于微机保护。

5　线路纵联保护

由一侧电气量所构成的保护都无法区分本线路末端与下级线路出口的短路，无法实现全线范围的快速保护功能。根据系统稳定性的需要，为了无延时地快速切除故障，需将线路两侧的电气量信息进行相互传送，构成线路两侧之间发生纵向的联系，以这种方式实现的继电保护称为纵联保护。

目前，纵联保护信息交换的主要方式为：导引线、电力线载波、微波、光纤。其中，光纤和微波通道均以传输数字信号为主，传输容量大，可以传输采样时刻的时标、三相电气量、开关状态、甚至跳闸命令等多种保护信息，还融入了校验码。在数字信号的传输过程中，即便由于干扰等原因导致信息传输出错，在接收端也能够通过校验，判断出信息的正确性，还可以进行适当的纠正，或扔掉这组数据、或重发数据，因此，在装置校验功能设计良好的情况下，不会造成保护误动，只会对动作速度产生一定的影响。总之，在数字通信系统中，可以确保所使用信息的准确性和可靠性，受异常数据的影响较小。

5.1　纵联差动保护

5.1.1　基本原理

在正常运行和外部短路时，每一相线路都基本满足：$\sum_{j=1}^{n}\dot{I}_j=0$，其中，$\dot{I}_j$ 表示引出线 j 上流入被保护设备的相电流；n 为引出线的数量。在内部故障时，短路电流经故障点流入大地或其他相，$\sum_{j=1}^{n}\dot{I}_j$ 就等于故障点的短路电流 $\dot{I}_k$。按照这个特征区别，就构成了分相电流差动保护的原理，简称差动保护。与光纤通信结合后，所构成的光纤差动保护是输电线路一种最好的继电保护方式，具有选择性好、可靠、灵敏、快速的优点，具有明确区分内部和外部故障的能力，具有自然选相的功能，不受运行方式、非全相、串补电容、转换性故障、同杆并架线路的跨线故障、振荡及振荡中再故障等因素的影响，且内部短路电流通常都大于差动电流的启动值。

电流启动值可以考虑躲过外部短路时的最大不平衡电流，保证在任何外部短路情况下差动保护都不会误动。但是，为了提高内部短路时的灵敏度，通常取实测电流的大小来计算不平衡电流，于是，应用于输电线路时，一种称为比率制动的差动保护动作条件为

$$\begin{cases}|\dot{I}_M+\dot{I}_N|>K|\dot{I}_M-\dot{I}_N| \\ |\dot{I}_M+\dot{I}_N|>I_{set}\end{cases} \tag{14.3-34}$$

式中：$\dot{I}_M$、$\dot{I}_N$ 分别为线路两侧的电流相量；K 为制动系数；I_{set} 为启动值。动作特性如图 14.3-28 所示。另外，还可以构成三折线特性。

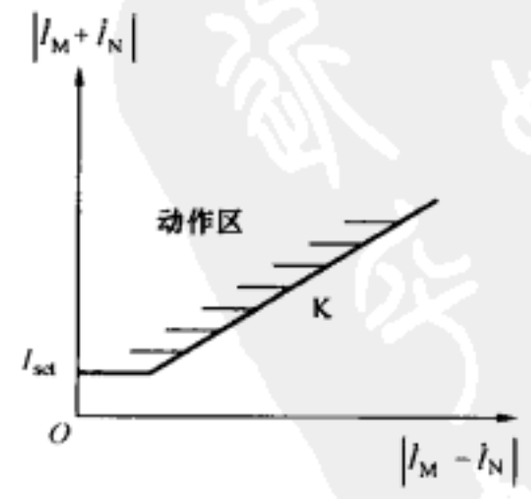


图 14.3-28　比率差动的动作特性

另外，判据 $|\dot{I}_M+\dot{I}_N|^2+KI_MI_N\cos\theta_{MN}>0$ 的形式称为标积制动，其中，θ_{MN} 为 $\dot{I}_M$ 和 $\dot{I}_N$ 的相角差。在单电源内部短路时，$\dot{I}_M$ 和 $\dot{I}_N$ 中有一个为零，标积制动方式的灵敏度

较高。T 型三端线路的动作条件与式（14.3-34）类似。

所有差动保护都具有如下几个共性的问题：

1）必须躲过外部短路产生的最大不平衡电流。

2）TA 饱和的影响。

3）TA 断线的影响。

4）对于直接电气连接的元件（如发电机单相绕组），不识别内部纵向短路。当然，对于具体的被保护设备，还有另外的特殊问题，如变压器差动保护的励磁涌流问题等。

对于线路差动保护，在采用数字通道时，还应当注意如下问题：

1）两侧电流的同步采样。

2）路由的一致性。

3）电容电流。

4）误码。

5）通道出现短时或永久开断。

在实际应用中，线路差动保护的各侧电流互感器应尽可能采用相同型号，以便减小不平衡电流，提高灵敏度。

5.1.2 影响线路差动保护正确工作的因素及对策

5.1.2.1 两侧电流的同步测量

对于微波通道、光纤通道构成的线路差动保护，必须设法对两侧电流进行同步测量。常见的同步方法如下。

（1）基于数据通道的同步法。包括采样时刻调整法、采样数据修正法和时钟校正法。图 14.3-29 示出采样时刻调整法的示意图。

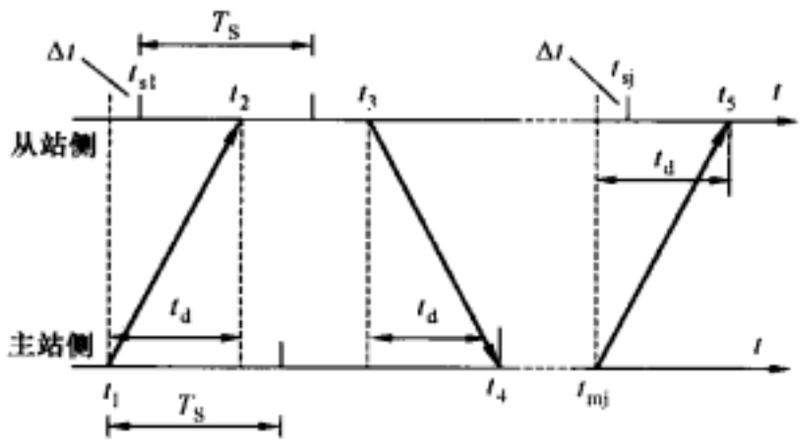


图 14.3-29 采样时刻调整法示意图

第一步，由主站在 t_1 采样时刻向从站发送一帧同步核准命令，从站于 t_2 时刻收到；从站在 t_3 时刻将（t_3-t_2）的信息回送给主站，主站于 t_4 时刻收到回送的信息，同时计算出（t_4-t_1）时间差。在收、发延时均为 t_d 的情况下，主站可计算出通道的延时：$t_d=[(t_4-t_1)-(t_3-t_2)]/2$。

第二步，主站求出 t_d 后，在另一个 t_{mj} 采样时刻，将 t_{mj} 时标和 t_d 的数值一起发送给从站，从站找到与 t_{mj} 相同时标的 t_{sj} 时刻，即可计算出两侧不同步的时间差 $\Delta t=t_d-(t_5-t_{sj})$。于是，从站逐步修正自己的采样时刻，直至 $\Delta t=0$，达到两侧同步。

从信号传输和同步过程可以得出：①要求通道的收、发路由一致，否则，容易导致不同步，进而引起差电流。②在两侧没有同步的情况下，应当退出差动保护。③两侧电流信号互相传输过程中，都带有采样时刻的时标，通道延时在理论上不影响计算，但影响动作速度。

（2）基于全球卫星定位系统（GPS）的同步法。GPS 全天候地传递着国际标准时钟和定位信号。通过地面接收设备，可以获得两种同步的时间信号：①秒脉冲。该脉冲的上升沿与国际标准时钟 UTC 的同步误差不超过 1μs。②串行输出与秒脉冲对应的标准时钟代码，包括年、月、日、时、分、秒。

利用 GPS 技术，在每个秒脉冲的上升沿对两地继电保护设备进行准确的时钟同步，理论上，相对时间误差不超过 2μs。还可以利用时间代码核准两地的时标。

GPS 属于军用系统，应当注意的是在特殊情况下是否还能可靠使用。

5.1.2.2 电容电流的影响及对策

正常运行和外部短路时，线路两端的一次电流之和应当是分布电容产生的电容电流。对于较长输电线路和电缆线路，电容电流较大，若提高躲不平衡电流的定值，必将降低保护的灵敏度，为此，通常采用补偿电容电流的方法。

将分布参数等值为集中参数的模型，带来的误差不明显。如图 14.3-30 所示，正常运行和外部短路时，$\dot{I}'_M+\dot{I}'_N$ 基本满足基尔霍夫电流定律。通过对称分量合成后，电容电流可由测量电压计算出来，即

$$\begin{cases}\dot{I}_{CM}=\dfrac{j\omega}{2}[C_1\dot{U}_M+(C_0-C_1)\dot{U}_{M0}]\\ \dot{I}_{CN}=\dfrac{j\omega}{2}[C_1\dot{U}_N+(C_0-C_1)\dot{U}_{N0}]\end{cases}\tag{14.3-35}$$

式中：C_1、C_0 为线路全长的正序和零序电容参数。这样，电流差动保护的动作电流转变为：$I_{OP}=|(\dot{I}_M-\dot{I}_{CM})+(\dot{I}_N-\dot{I}_{CN})|$。在 TV 断线时，自动取消电容电流的补偿，并提高制动系数。

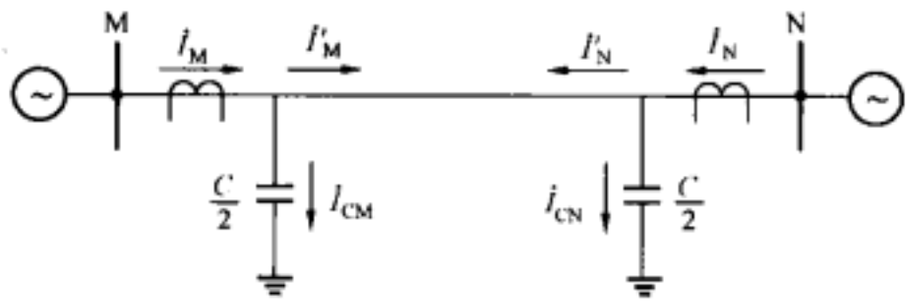


图 14.3-30 输电线路的 π 型等值电路

5.1.2.3 重负荷电流的影响及对策

在重负荷情况下，本线路经大过渡电阻接地时，负荷电流的制动作用可能大于动作量，导致拒动。为此，可以采取零序电流或故障电流分量构成差动保护。

5.1.2.4 位移电流的影响及对策

在图 14.3-30 所示线路上，如果正常运行时电能从 M 侧传输到 N 侧，那么，传输的时间 τ 等于线路长度除以光速，这样，在完全同步情况下，两侧电流在同一时刻测量所产生的工频电气角度差为 $\omega_1\tau$，使得正常时的动作电流为：$\dot{I}_M+\dot{I}_N=(1-e^{j\omega_1\tau})\dot{I}_M$（未计电容电流的影响），出现了称为位移电流的不平衡输出。当线路长度为 200km 时，最大的不平衡电流瞬时值为负荷电流峰值的 0.21 倍。如果试图设计 M 侧在 t 时刻采样，N 侧在 $(t+\tau)$ 时刻采样，那么，在 N 侧之外发生短路时，故障电流分量是从 N 侧传输到 M 侧，或正常运行时电能从 N 侧传输到 M 侧，均会出现电气角度差为 $2\omega_1\tau$，不平衡电流反而增大了。所以，工程中仍然采用两侧同步的测量方法。

对于不是特别长的输电线路，位移电流的影响并不大。常用的处理方法是提高制动系数 K，当然，损失了一些灵敏度。还可以采用下面的贝瑞隆方法。

5.1.2.5 振荡中再故障的影响

理论上，振荡期间的两侧电动势夹角 δ 处于 $(180^\circ-\beta)\sim(180^\circ+\beta)$ 之间时，如果发生内部故障，则差动保护的制动量大于动作量，保护不动作，其中，β 与制动系数和两侧电流大小有关。于是，在继续振荡后，当 δ 偏离上述角度范围时，差动保护才会满足动作条件，导致差动保护延时动作。即使出现这种情况，差动保护的性能仍然优于现有的其他保护。实际上，在两侧电动势夹角 δ 处于 $(180^\circ-\beta)\sim(180^\circ+\beta)$ 之间时，线路电压较低，不容易发生短路。

5.1.3　贝瑞隆方法

以图 14.3-30 及其标定符号为例，先假设长线路是单相无损线路，由任何时刻电压 $u(x,t)$ 和电流 $i(x,t)$ 的波动方程，可求解出前行波和返回波。经过整理，并考虑两侧电流规定的正方向后，可以得到两侧电流的表达式

$$i_M(t)=\frac{u_M(t)}{Z_0}-\left[\frac{u_N(t-\tau)}{Z_0}+i_N(t-\tau)\right] \tag{14.3-36}$$

$$i_N(t)=\frac{u_N(t)}{Z_0}-\left[\frac{u_M(t-\tau)}{Z_0}+i_M(t-\tau)\right] \tag{14.3-37}$$

式中：$Z_0=\sqrt{L_0/C_0}$ 为无损线路的波阻抗；τ 为线路全长的波传输延时；$\left[\frac{u_N(t-\tau)}{Z_0}+i_N(t-\tau)\right]$、$\left[\frac{u_M(t-\tau)}{Z_0}+i_M(t-\tau)\right]$ 分别表示对侧电压和电流波经过 τ 时间后传输到本侧的电流。这就是考虑了波过程的输电线贝瑞隆模型。

对于有损耗的线路，可以近似在线路两端各串入 R/4，在线路中点串入 $R/2$。令 $h=\left(Z_0-\frac{R}{4}\right)/\left(Z_0+\frac{R}{4}\right)$ 后，可以得到线路两侧的电流表达式

$$i_M(t)=\frac{u_M(t)}{Z_0}-i_{MN}(t-\tau) \tag{14.3-38}$$

$$i_N(t)=\frac{u_N(t)}{Z_0}-i_{NM}(t-\tau) \tag{14.3-39}$$

其中，
$$\begin{cases} i_{MN}(t-\tau)=\dfrac{1-h}{2}\left[\dfrac{u_M(t-\tau)}{Z_0+R/4}+hi_M(t-\tau)\right]+\dfrac{1+h}{2}\left[\dfrac{u_N(t-\tau)}{Z_0+R/4}+hi_N(t-\tau)\right] \\ i_{NM}(t-\tau)=\dfrac{1-h}{2}\left[\dfrac{u_N(t-\tau)}{Z_0+R/4}+hi_N(t-\tau)\right]+\dfrac{1+h}{2}\left[\dfrac{u_M(t-\tau)}{Z_0+R/4}+hi_M(t-\tau)\right] \end{cases}$$

以上分析只适合于单相线路或三相对称线路，对于不对称系统，仍然可以转换为对称分量予以计算。贝瑞隆方法较好地解决了分布电容和位移电流的影响。在获得 M、N 两侧电流后，可以应用电流差动原理进行故障判别。

5.2　纵联方向保护

双电源线路的故障特征：内部故障时，线路两侧的短路功率方向均为正方向；外部故障时，至少有一侧的短路功率方向为反方向。利用此特征的信号传输，使每侧保护均获得了线路两侧的故障方向信息，从而构成了纵联方向保护。这类保护只需要传输故障方向的简单逻辑，一般采用载波通信的载频键控或移频键控来实现故障方向信息的传输。当然，微波、光纤通道的传输容量大，也可以传输这种简单的方向信息。

载波信号的作用主要有如下几种方式：

1）闭锁信号。这是阻止保护动作跳闸的信号。

2）允许信号。这是允许保护动作跳闸的信号。

3）跳闸信号。直接作用于跳闸。

4）解除闭锁信号。在正常运行时，两端用不同的频率互发一个闭锁对侧保护的信号，兼作通道的监视信号；在内部故障时，两端同时取消此闭锁信号，使保护能够跳闸。

有多种构成纵联方向保护的方法，下面仅介绍常用的超范围纵联方向保护。

5.2.1　闭锁式距离纵联保护

采用方向阻抗继电器进行短路方向的判别，再由载波通道传输短路方向的信息，由此构成的纵联保护称为距离纵联保护，简称高频距离。图 14.3-31 示出了闭锁式高频距离的一侧动作逻辑原理图，要求：①线路两侧采用相同的载波频率；②采用正方向阻抗元件，并在本线路末端短路时有足够的灵敏系数；③任一启动元件的灵敏度应当比两侧阻抗元件的灵敏度都高；④故障切除后，启动元件和阻抗元件应立即返回。

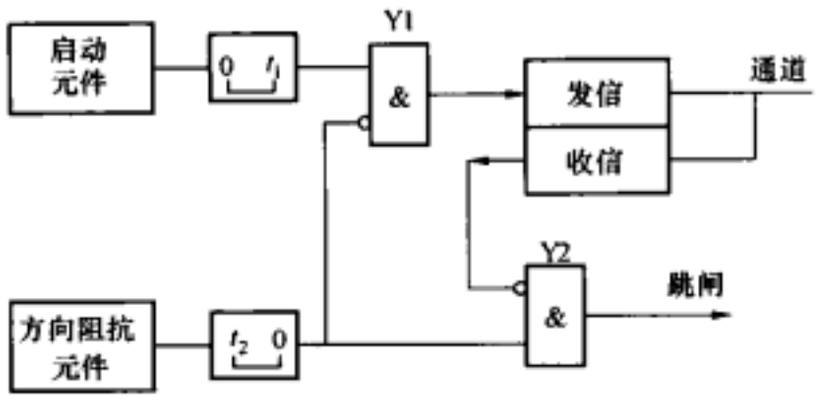


图 14.3-31　闭锁式距离纵联保护逻辑原理图

结合图 14.3-32 说明工作过程。当 BC 线路发生短路时，反应短路发生的启动元件动作，控制发信机发出闭锁信号。对于故障线路 BC，保护 3、4 的方向阻抗能够动作，经各自的 Y1 元件停止发信，于是，通道上没有了高频信号，Y2 元件满足跳闸条件，快速切除故障。对于非故障的线路 AB，虽然保护 1 的阻抗元件可能动作后停发保护 1 的高频，但保护 2 的阻抗元件判断为反方向，并不动作，从而保护 2 持续发高频信号，闭锁线路 AB 两侧的 Y2，保护不会动作。线路 CD 与线路 AB 的工作过程相似。

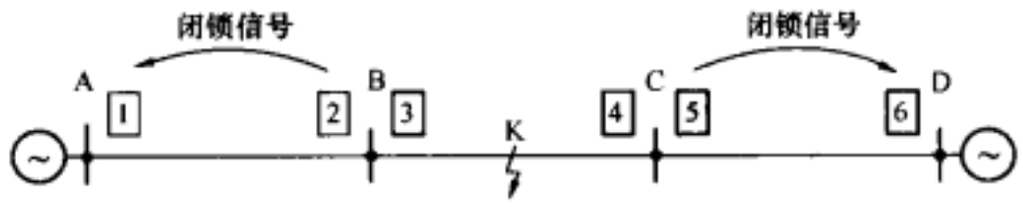


图 14.3-32　闭锁式距离纵联保护作用原理

时间元件 t_2 的延时一般为 4～16ms，这是考虑对端的闭锁信号需要经过一定的时间才能到达本端。要求 t_2 大于信号在通道的传输时间。

故障切除或功率倒向后，考虑到两侧阻抗元件可能出现返回时间不一致，因此设计 t_1 延时，确保阻抗元件都返回后，才完全停发高频信号。t_1 一般为 100ms。

5.2.2　闭锁式方向纵联保护

将图 14.3-31 中的方向阻抗元件更换为功率方向元件后，就构成了闭锁式方向纵联保护，简称高频方向；更换为零序功率方向元件后，就构成了闭锁式零序方向纵联保护，简称高频零序方向。方向纵联保护应当注意启动元件与方向元件的灵敏度配合问题。

5.2.3　影响纵联保护正确工作的因素及对策

影响阻抗继电器正确工作的因素及对策都适用于距离纵联保护，影响功率方向继电器正确工作的因素及对策都适用于方向纵联保护，此外，还有载波加工设备和传输通道的影响。针对纵联保护还有如下的问题。

5.2.3.1　功率倒向的影响及对策

如图 14.3-33 所示双回线中，线路 L1 发生靠近 QF1 处短路时，线路 L2 的短路功率方向如图中 P_k 所示，QF3 处的保护判断为反方向，向 L2 线路两侧发出闭锁信号。如果出现断路器 QF1 先于 QF2 跳闸，那么，在 QF1 跳闸后至 QF2 跳闸前的时间内，线路 L2 中的短路功率突然改变方向，如图中 P'_k 方向，这个现象称为功率倒向。此时，QF3 处的保护判断为正方向，从而停止发信，并准备跳闸；QF4

处的保护判断为反方向，应当发出闭锁信号。但是，可能 QF3 保护的方向元件动作快，立即停止发信，而 QF4 的方向元件返回慢（简称“触点竞赛”），还没有发信，这样，两侧的方向元件均处于动作状态，且通道上没有高频闭锁信号，造成保护误动。实际上，环形线路和直流换相失败等情况也会出现功率倒向的问题。

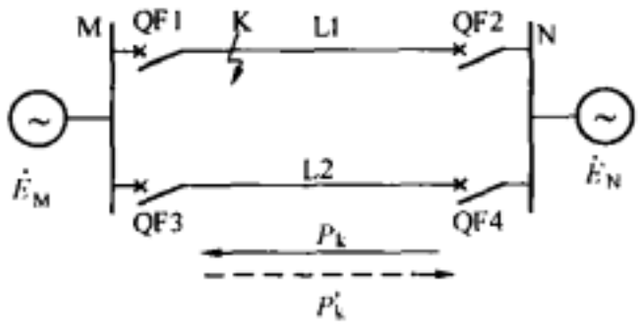


图 14.3-33 功率倒向示意图

解决的办法是：①在启动元件启动后，图 14.3-31 中的 t_2 先采用大于通道的传输时间，不影响区内短路的动作时间；在启动（30～50）ms 后，t_2 改用稍微大一点的延时，躲过功率倒向的影响。②引入反方向元件。在反方向元件动作后，也启动发信；当反方向元件由动作转为返回时，延时一定时间才能停止发信。

5.2.3.2 非全相运行的影响及对策

非全相运行时，断口处实际上就是负序和零序分量的“源”，这样，如果采用母线电压与电流进行负序或零序方向的判别，就会出现线路两侧均判断为正方向，从而引起高频负序方向、高频零序方向保护的误动。解决的一般措施是：①非全相运行期间，退出负序、零序方向元件。②使用线路侧的电压，这样，断口处相当于在保护的区外。

5.3 关于相差高频保护

相差高频保护是将三相电流合成一个综合电流 $\dot{I}_1 + K\dot{I}_2$，在通道上传输代表综合电流相位的半周方波信号。正常运行和外部短路时，两侧综合电流的相位差约为 180°；内部短路时，在理想条件下两侧综合电流的相位差约为 0°。相差高频保护就是利用了这两个特征的区别而构成的。

相差高频保护具有诸多的优点，但是，高频通道和加工设备的可靠性、抗干扰能力直接影响了相差高频保护的正确动作率，为了克服这个缺陷，通常采用多次比较的方法，从而又影响了动作速度。

6 故障选相方法

在高压输电线路中，大部分短路故障都是瞬时性单相接地短路，因此，选相跳闸可以提高供电的可靠性和系统并列运行的稳定性。同时，选相后还可以实现：仅投入故障特征最明显的阻抗测量元件，防止非故障相的误动；对于两相接地短路，可投入相间阻抗，避免超前相接地阻抗的超越。

故障选相的方法有多种多样，重点是选出单相接地时的故障相。常用的选相方法：突变量选相、对称分量选相、电流选相、阻抗选相、按相补偿和电压选相等。目前设计的选相方法都有优缺点和使用条件，可根据运行工况投入效果最好的判据。下面仅介绍两种应用较多的选相方法。

6.1 突变量电流选相

微机保护可以方便地取得各相电流的突变量，去掉负荷分量的影响，使电源侧的故障相判别十分简单和可靠。进行下面分析时，电流均为故障分量有效值。

由故障分析可知：

（1）单相接地故障时，两个非故障相电流之差为零，故障相电流最大。

（2）两相相间短路和两相接地短路时，非故障相电流为零或很小，两个故障相电流之差最大。

（3）三相短路时，相电流差的有效值均相等。

根据以上各种故障类型的特点归纳，设计出一种故障相判别的选相流程图，如图 14.3-34 所示。

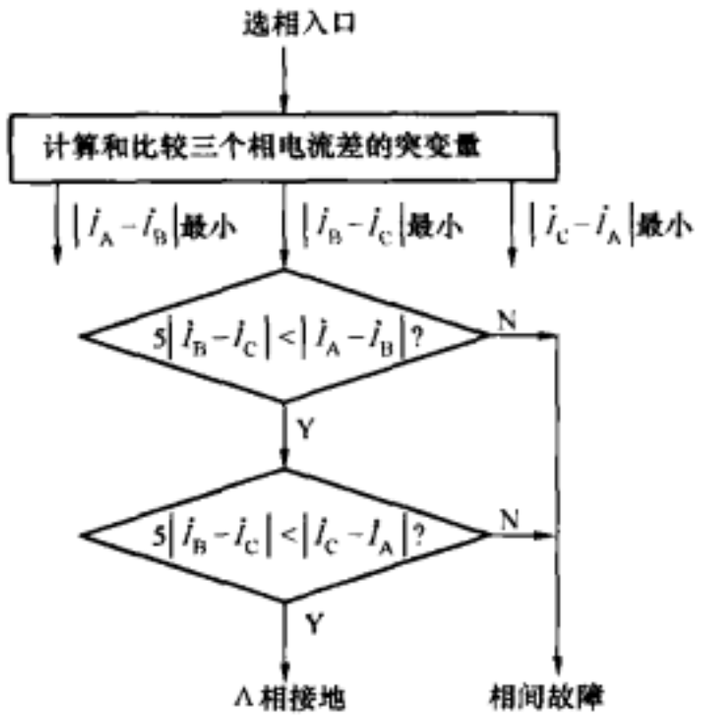


图 14.3-34 故障相判别程序流程图

找出 $|\dot{I}_A-\dot{I}_B|$、$|\dot{I}_B-\dot{I}_C|$ 和 $|\dot{I}_C-\dot{I}_A|$ 的最小值。以 $|\dot{I}_B-\dot{I}_C|$ 最小的情形为例：①如果 $|\dot{I}_B-\dot{I}_C|$ 远小于另两个电流差，则只可能是 A 相接地，任何其他型式的短路都不符合这个特征。工程中，可以用 4～5 的倍数来界定“远小于”关系。②如果不是单相接地，则必定是相间故障。其他两种电流差最小的情况与此类似。

6.2 对称分量选相

在线路发生单重短路时，只有接地短路才同时出现零序和负序分量，而各种相间短路均不出现稳态的零序电流。因此，先用是否存在零序电流的办法，去掉相间短路的影响，然后，再用零序、负序电流进行比较，选出单相接地的故障相。

6.2.1 单相接地短路

在不同相别单相接地时，保护安装处的 A 相负序电流与零序电流有如下关系：①A 相接地时，$\arg(\dot{I}_{2A}/\dot{I}_0)\approx 0°$；②B 相接地时，$\arg(\dot{I}_{2A}/\dot{I}_0)\approx -120°$；③C 相接地时，$\arg(\dot{I}_{2A}/\dot{I}_0)\approx 120°$。

6.2.2 两相接地短路

以 BC 两相经过渡电阻接地为例，保护安装处的 A 相负序电流与零序电流基本上满足

$$\arg\frac{\dot{I}_{2A}}{\dot{I}_0}=\arg\frac{Z_{0\Sigma}+3R_g}{Z_{2\Sigma}}\approx 0°\sim -90° \qquad (14.3\text{-}40)$$

其中，$R_g=0$ 对应 $\arg(\dot{I}_{2A}/\dot{I}_0)\approx 0°$；$R_g$ 趋向∞时，对应 $\arg(\dot{I}_{2A}/\dot{I}_0)$ 趋向于 −90°。AB、CA 两相接地短路的情况，对应 $\arg(\dot{I}_{2A}/\dot{I}_0)$ 处于不同的相位区域。

6.2.3 选相方法

由上述各种接地短路的相量关系，可以得出：以 $\dot{I}_0$ 为参考相量，$\dot{I}_{2A}$ 处于不同的相位区域，表示不同相别的接地故障，如图 14.3-35 所示。其中，单相接地故障有 ±30° 的裕度。

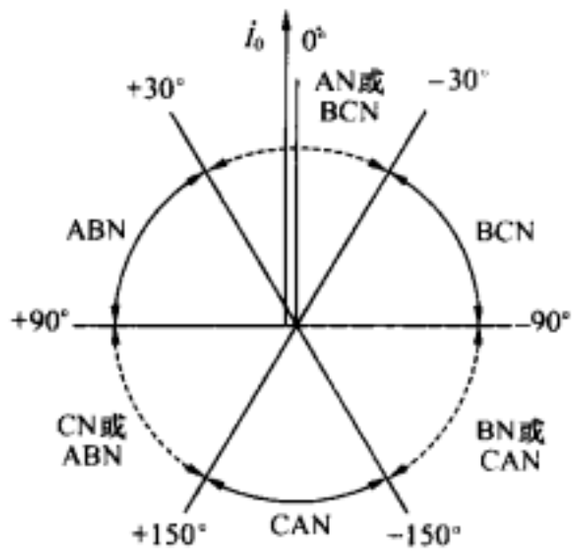


图14.3-35　对称分量选相区域图

在同一个相位区域内，再用阻抗确认。以 $-30^\circ \leqslant \arg(\dot{I}_{2A}/\dot{I}_0) \leqslant 30^\circ$ 的区域为例，如果是 A 相接地短路，那么，Z_{BC}基本上为负荷阻抗，其值较高，应在Ⅲ段阻抗之外；如果是区内 BC 两相接地短路，那么，Z_{BC}应在Ⅲ段阻抗以内。当发生Ⅲ段外 BC 两相接地时，即使按 A 相接地短路处理，也不会产生不良后果，保护不会动作。

7　自动重合闸

7.1　自动重合闸的作用及基本要求

7.1.1　自动重合闸的作用

断路器跳闸后，重合闸装置能够自动地控制断路器重新合闸。采用重合闸技术后，主要可以获得如下效益：①大大提高供电的可靠性，减少停电次数；②提高系统并列运行的稳定性；③对断路器或保护的误动作，能起到纠正作用。

当然，如果重合于永久性故障上，也将带来不利的影响：①系统再次受到故障的冲击，还可能降低并列运行的稳定性；②使断路器的工作条件变得恶劣。

运行经验和统计数据表明，大部分架空线路的故障都属于瞬时性故障，因此，采用重合闸技术后，重合闸的成功率在 90%以上，获得的利益远远高于不利的影响。目前，正在研究能够判别瞬时性和永久性故障的重合闸技术，避免重合于永久性故障。

重合闸分为：单相重合闸、三相重合闸、综合重合闸和分相重合闸等方式。应选择对稳定性最有利的重合闸方式。

7.1.2　对自动重合闸的基本要求

（1）下列情况下，重合闸应不动作：①由值班员控制断路器断开或合闸；②有闭锁信号；③断路器操作机构中的气压、液压降低等。

（2）当断路器由继电保护或其他原因而跳闸后，重合闸应动作。

（3）自动重合闸的动作次数应符合预先的规定，且合闸时间应能整定。对于一次重合闸，若重合于故障线路，则三跳后不再合闸。

（4）自动重合闸在动作后，一般能够自动复归(约15～25s)。

（5）在双电源线路上使用重合闸时，应考虑合闸时两侧电源间的同步问题。

7.2　三相一次重合闸

三相重合闸的工作过程为：任何故障均跳三相，再合三相。另外，根据系统的需要，还有称为条件三重的重合闸方式：①任何故障跳三相，仅单相故障才允许重合三相；②任何故障跳三相，仅三相故障不重合，其他故障重合三相。

7.2.1　单侧电源线路的三相一次重合闸

无论线路发生何种故障类型，继电保护动作后均跳开三相断路器，随后，重合闸启动，经预定延时（一般为 0.5～1.5s）发出三相合闸脉冲。若故障是永久性的，则继电保护再次动作跳开三相，不再重合。这里，延时主要考虑：灭弧和去游离的时间、短路点绝缘强度的恢复时间、以及裕度。

在重合闸复归过程中，应通过逻辑设计，使其无法发出第二个合闸脉冲。

7.2.2　双侧电源线路的三相一次重合闸

双侧电源线路与单侧电源线路相比较，有如下必须考虑的特点：①两侧电源之间是否需要同步才允许合闸。②两侧保护可能以不同的时限动作跳闸。为此，双侧电源线路重合闸的主要方式为：

（1）快速重合闸。当继电保护断开两侧断路器后，在 0.5～0.6s 内发出合闸命令。这种方式需要一定的条件：①线路两侧都装设快速灭弧的断路器；②线路两侧都装设全线速动的保护；③在这么短的时间内，两侧电动势角摆开不大，或冲击电流对电力元件、电力系统的冲击均在可以承受的范围内。

（2）非同期重合闸。最大的冲击电流对电力元件、电力系统的冲击均在可以承受的范围内，且合闸后系统能够自动拉入同步。

（3）当双回线并列运行时，可以采用检测非故障线有电流的重合方式。

（4）检无压和检同步的重合闸。两侧均需要安装线路 TV 或抽取电压，且一侧设定为检无压合闸，另一侧设定为检同步合闸。工作过程如下：①在线路两侧跳闸后，检无压侧测量到线路电压低于预定值（如：$\leqslant 0.5U_N$）时，表明故障被切除了，于是，经过一定延时的确认，即可先合闸。若重合于故障线路，则跳闸后不再合闸。②在检无压侧合闸成功后，检同步侧具备了检测条件，于是，判别断路器两端的电压是否符合同步条件，若满足同步条件，则合闸，恢复线路运行。通常，用设定时间内都满足电压差在一定的范围内来模拟同步的条件。电压差取 $2U_N\sin(\delta/2)$，其中，δ 一般为 20°～40°。

检无压侧还并联着检同步继电器的功能，一般情况下，该检同步继电器不起作用，但是，在断路器由于被误碰或保护误动等情况下，可以由检同步继电器控制合闸，纠正误动的错误。

由于检无压侧会经历切除永久性故障的冲击，所以，两侧定期轮换检无压、检同步方式。

7.2.3　重合闸最小时限的整定原则

重合闸最小时限的整定应考虑如下因素的时间之和：

1）断路器跳闸后，故障点电弧熄灭并使周围介质恢复绝缘强度所需的时间。

2）断路器跳闸息弧后，触头周围绝缘强度的恢复，以及消弧室重新冲满油、气所需的时间；操作机构恢复状态的时间。

3）对于双电源线路，还应当考虑两侧不同时跳闸的时间差别。

如果重合闸由继电保护跳闸出口启动时，还应当考虑断路器的跳闸时间。

7.2.4　重合闸与继电保护的配合

7.2.4.1　重合闸后加速保护

发生故障时，保护按照阶梯时限配合或全线速动实现有

选择地跳闸，然后进行重合闸。在重合过程中，将保护的动作时限给予极大地缩短，甚至缩短为 0，这样，一旦发现重合于有故障的线路，则加速跳闸。这种方式简称为后加速。对于重合过程中会误动的保护，应采取一定的措施。如三相断路器不同时合闸时，会出现零序和负序电流，因此，可设计为：合闸 100ms 后才投入零序电流保护。

后加速的优点：

1）不会扩大停电范围。

2）永久性故障能够被快速切除，并仍然具有选择性。

3）不受网络结构和负荷条件的限制。

后加速的缺点：

1）每个断路器上都要装设一套重合闸。

2）第一次切除故障可能带有延时。

7.2.4.2 重合闸前加速保护

在如图 14.3-36 所示网络中，每条线路上均装设保护装置，动作时限按阶梯原则配置，仅在 QF1 处装设重合闸。

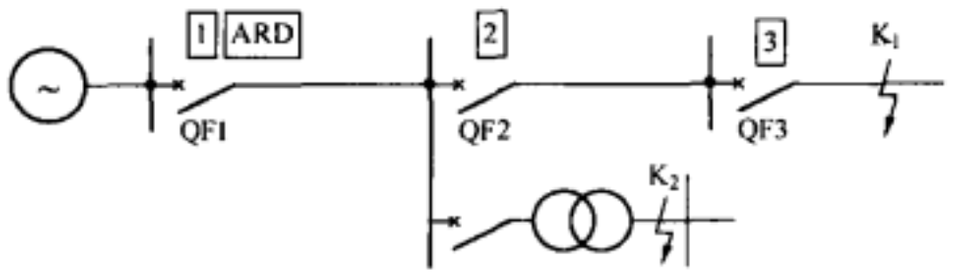


图 14.3-36 重合闸前加速保护示意图

任何一条线路发生故障时，第一次故障均由保护 1 以瞬时、无选择动作来切除，在重合闸之后，如果是永久性故障，则各处保护再按照阶梯时限配合予以跳闸。这种方式简称为前加速。前加速主要以快速切除故障来保证母线的电压。为了使无选择的动作范围不至于太大，一般要求保护 1 加速动作的启动值应当躲过相邻变压器低压侧 K_2 的短路。

前加速的优点：

1）快速地切除瞬时性故障。

2）可能使瞬时性故障来不及发展为永久性故障，提高重合闸的成功率。

3）能保证母线电压在（0.6～0.7）U_N 以上。

4）使用设备少，简单、经济。

前加速的缺点：

1）断路器动作次数较多，工作条件恶劣。

2）重合于永久性故障时，故障切除的时间可能较长。

3）如果重合闸装置或断路器 QF1 拒绝合闸，则扩大了停电范围。

7.3 单相一次重合闸

单相一次重合闸的工作过程为：单相故障仅跳开故障相，然后进行故障相的重合闸；相间故障三跳不重合。

（1）故障选相元件。单相重合闸对选相元件的基本要求是：①选相准确；②本线路末端有足够灵敏度。

（2）动作时限的选择。

在三相重合闸最小时限的基础上，还应当考虑潜供电流会延长灭弧时间的影响。所谓潜供电流是以下电流之和：①非故障相通过相间电容耦合到故障相的电流；②非故障相的负荷电流在故障相中产生一个互感电动势，并通过故障相对地电容与短路点构成回路而产生的电流。一般来说，电压等级越高、线路越长，则潜供电流就越大。

（3）应考虑的基本原则。

1）当选相元件拒动时，应能跳开三相，不重合。

2）对于非全相运行中会误动的保护，应进行可靠闭锁；对于单相接地短路时可能误动的相间保护，应有防止误跳三相的措施。

3）当一相跳开后重合闸拒动时，应自动断开另外两相。

4）任意两相动作时，应跳三相。

（4）对单相重合闸的评价。

优点：①在绝大多数的故障情况下，能提高供电的可靠性。②在单相故障情况下，有利于提高两个系统之间的稳定性。

缺点：①需要有按相操作的断路器。②需要专门的选相元件，再考虑一些特殊要求后，回路比较复杂。③在非全相运行中，有些保护会误动，必须采取措施予以防止。

7.4 综合重合闸

综合重合闸就是将三相重合闸与单相重合闸的功能融合为一体，实现：单相故障跳单相，合单相；相间故障跳三相，合三相。

实现综合重合闸时，应考虑的基本原则：在单相重合闸（1）、（2）、（3）、（4）项基本原则的基础上，还应当考虑：非全相运行中，又发生另一相或两相的故障，保护应能有选择地切除故障。上述故障如发生在单相重合闸脉冲发出之前，则在故障切除后能进行三相重合；如故障发生在单相重合闸脉冲发出之后，则三跳后不重合。

7.5 同杆并架双回线的重合闸

在同杆并架双回线发生跨线故障时，若切除两回线，将对系统的安全稳定运行构成严重威胁。理想的对策是，在跨线故障时仅切除故障相，并实行按相重合。例如：当第一回线为 A 相接地、第二回线为 BC 相接地的故障（记为Ⅰ AⅡ BCG）时，若仅切除故障相，则电力系统还可以经健全的三相传输（称为准三相运行）。甚至有人考虑过：①如果是Ⅰ AⅡ BCG 永久性故障，那么，在故障相切除后，也维持准三相运行。②如果是Ⅰ AⅡ BG 永久性故障，则有Ⅰ BCⅡ AC 可以构成健全相，为了保持三相的对称性，还有从两回线的 C 相中再切除一个 C 相，达到准三相运行。虽然可以实现这些想法，但是，这将使继电保护和重合闸过于复杂化。

对两回线六相进行排列组合后，可以得出同杆并架双回线有很多种可能发生的故障种类，实际上，现代保护动作很快，不会听任简单故障发展为多相跨线故障。我国统计资料表明跨线故障很少，仅占同杆双回线总故障的 2%～3%，再考虑到对重合闸的要求，可以认为，同杆双回线的继电保护和重合闸首先应保证在单回线故障时能正确动作，其次，对于跨线故障主要考虑单相跨线故障和两相两导线等简单的跨线故障，在这些故障时能正确选相跳闸，并实现重合闸。

在同杆并架双回线发生跨线异名相故障时，为了减少同时切除两回线的可能性，提高重合闸的成功率，避免重合于多相永久故障情况对系统的冲击，相关机构已经起草了《同杆并架双回线继电保护及重合闸技术导则》，对同杆并架双回线重合闸的主要技术要求是：

1）不考虑由两回线的不同相别凑成的长期准三相运行。

2）具有多种重合方式：单相重合闸、三相重合闸、综合重合闸、按相顺序重合闸。

3）双回线中至少有两个异名相健全时才允许重合，否则，必须全部跳开。

4）宜采用按相顺序重合闸，即按顺序分相重合跳开相，避免重合于多相永久故障。当重合于永久故障时，本线跳三

相且不再进行重合。

5）两回线的同名跳开相应优先重合。

6）对于跨线故障，在一回线重合成功后，另一回线的重合闸应有措施防止已重合成功的线路再次发生故障。

7）宜按各自线路配置，不推荐同杆并架双回线共用重合闸装置。

8　输电线路保护配置

输电线路应当配置主保护和后备保护，必要时可增设辅助保护。保护的配置应当满足四性的基本要求，并结合被保护元件在电力系统中的作用和地位。如果四个基本要求出现了矛盾，就需要认真分析，并进行合理的取舍或侧重。只要条件许可，就应当考虑配置至少一套光纤差动保护。

线路保护应当从系统角度考虑保护的配置。考虑最严重的故障，但不考虑多种几率极小的事件组合起来的稀有故障，当然，对于稀有故障，仍要求可靠地切除，不允许故障点长期存在。

微波差动保护也具有数字通道和差动保护的优点，与光纤差动保护相比较，主要的不足是：微波衰耗的变数大、误码率高一些。高频距离保护是一种性能较好的保护形式，是继电保护经常配置的全线速度保护形式，具有丰富的运行经验。

对于双重化配置的保护，尽可能要求互感器、电缆、装置、电源、跳闸线圈等每个环节在电气上是相互独立的。

8.1　220kV 及以上电压等级

在 220kV 及以上的电压等级系统中，大部分电网的联系比较紧密，联络线较多，系统备用容量较多，一般情况下，如果发生保护误动，仅使一条线路被误切除，造成的直接损失较小，并且，还可以通过重合闸等手段予以补救，但是，如果保护出现拒动，将会造成电气设备损坏和稳定破坏，甚至引起大面积停电事故。当然，对于特殊线路，另当别论。

对 220～500kV 断路器三相不一致，应尽量采用断路器本体的三相不一致保护；如断路器本身无三相不一致保护，则应为该断路器配置三相不一致保护。

保护的配置原则如下：

（1）按加强主保护、简化后备保护的基本原则配置和整定。

加强主保护是指全线速动保护的双重化配置，同时，要求每一套全线速动保护的功能完整，对全线路内发生的各种类型故障，均能快速动作切除故障。在工程中，主保护较多地采用：光纤分相差动保护、光纤距离保护或高频距离保护。

简化后备保护是指主保护双重化配置后，带延时的相间和接地Ⅱ、Ⅲ段保护允许与相邻线路和变压器的主保护配合。如果有完善的距离后备保护，则可以仅保留用于切除经大电阻接地故障的一段定时限和/或反时限零序电流保护。

（2）对电网稳定影响较大的同杆并架线路，宜配置分相电流差动或其他具有跨线故障选相功能的全线速动保护，以减少同杆双回线路同时跳闸的可能性。

8.2　110kV 电压等级

符合下列条件之一时，应装设一套全线速动保护：

（1）系统有稳定要求时。

（2）线路发生三相短路，如使发电厂厂用母线电压低于允许值（一般为 60%额定电压），且其他保护不能无时限和有选择地切除短路时。

（3）采用全线速动保护后，不仅改善本线路保护性能，而且能够改善整个电网保护的性能。

后备保护宜采用远后备方式。由零序电流保护切除高阻接地故障。

单侧电源线路，装设阶段式相电流和零序电流保护，或阶段式距离保护。双侧电源线路，可装设阶段式相间和接地距离保护。

一般采用三相一次重合闸方式。

8.3　3～66kV 线路保护

8.3.1　中性点非有效接地电网线路

中性点非有效接地电力网线路，保护装置采用远后备配置原则。下列情况应快速切除故障：①线路短路后，使发电厂厂用母线电压低于额定电压的 60%；②切除故障时间长，导致线路失去热稳定；③保证供电质量；④与高压电网邻近的线路，如切除故障时间长，可能导致高压电网产生稳定问题。

对于单侧电源线路，可装设一段或两段式电流速断保护和过电流保护，必要时可增设复合电压闭锁元件。如不满足选择性、灵敏性和速动性的要求时，速断保护可无选择地动作，辅以自动重合闸来补救，此时，速断保护应躲开降压变压器低压母线的短路。必要时，可采用距离保护。

还应装设单相接地监视装置，反应零序电压，动作于信号。

8.3.2　中性点经低电阻接地的单侧电源线路

中性点经低电阻接地的单侧电源线路，装设一段或两段三相式电流保护，作为相间故障的主保护和后备保护；装设一段或两段零序电流保护，作为接地故障的主保护和后备保护。

串联供电的几段线路，在线路故障时，几段线路可以采用前加速的方式同时跳闸，并用顺序重合闸和备用电源自动投入装置来提高供电可靠性。

8.3.3　可能出现过负荷的电缆线路或电缆与架空混合线路

可能出现过负荷的电缆线路或电缆与架空混合线路，应装设过负荷保护，宜带时限动作于信号，必要时可动作于跳闸。

第 4 章 电力变压器保护

1 变压器故障、异常运行及保护配置

1.1 变压器故障和异常运行状态

电力变压器是电力系统中的重要电气设备，广泛应用于不同电压等级变电站中。变压器保护对电力变压器的安全运行和电网可靠供电起着极其重要的作用。

变压器故障分为本体内部故障和外部故障。本体内部故障是变压器油箱内发生的故障，它包括绕组间的相间短路、绕组或引线的单相接地短路、绕组的匝间短路，以及由于各种原因在变压器油中产生的间歇性电弧或局部过热。本体外部故障主要是油箱外部套管和引出线上各种相间短路或单相接地短路。变压器的故障，特别是内部故障电弧，不仅会损坏绕组绝缘、烧坏铁芯，还可能产生大量汽化气体，引起油箱爆炸。变压器发生故障时，保护装置应迅速将故障变压器切除。

变压器异常运行状态主要包括，变压器外部相间短路引起的过电流，外部接地短路引起的过电流和中性点过电压，冷却系统故障和过负荷，大容量变压器在过电压和低频率等异常工况下的过励磁。变压器长时间不正常运行会造成绕组和铁芯过热以及绝缘损坏，保护应及时发出告警信号，并采取相应措施。

对大型变压器发生故障情况的统计表明，变压器内部匝间故障、相间接地故障、套管故障以及变压器外部引线各种短路故障是变压器的主要故障形式。

1.2 变压器保护配置原则

对于变压器运行中可能出现的各种故障和异常运行状态，GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》（以下简称规程）规定了各种电力变压器应装设的保护。

（1）瓦斯保护。用于反映并消除变压器油箱内部各种短路及油面降低。对于 0.4MVA 及以上车间内油浸式变压器和 0.8MVA 及以上油浸式变压器，均应装设瓦斯保护。带负荷调压变压器充油调压开关，亦应装设瓦斯保护。

（2）纵差动保护或电流速断保护。作为变压器内部、套管及引出线短路故障主保护。对于电压在 10kV 及以下、容量在 10MVA 及以下变压器采用电流速断保护。电压在 10kV 以上、容量在 10MVA 及以上变压器采用纵差动保护。对于 10kV 重要变压器，也可采用纵差动保护。而电压为 220kV 及以上变压器采用微机保护时，应采用双重化保护配置（非电量保护除外）。

（3）相间短路后备保护。反映外部相间短路引起的变压器过电流，并作为瓦斯保护和纵差动保护的后备。35～66kV 及以下中小容量降压变压器宜采用过电流保护。110～500kV 降压、升压和系统联络变压器宜采用复合电压起动的过电流保护或复合电流保护。

（4）接地短路后备保护。对 110kV 及以上中性点直接接地电网中各种变压器，当变压器中性点可能接地运行或不接地运行时，为反映外部单相接地短路引起的过电流，以及因失去接地中性点引起的变压器中性点升高，应装设相应的零序过电流保护和零序过电压保护。对经小电阻接地侧的接地短路，以及中性点非有效接地侧的单相接地故障也应装设相应的保护。

（5）过负荷保护。应装设反映变压器各侧绕组过负荷情况的过负荷保护。

（6）过励磁保护。对于高压侧为 330kV 及以上变压器应装设过励磁保护。

（7）变压器其他保护。应装设能够反映变压器油温、绕组温度及油箱内压力升高，或冷却系统故障的保护。

2 变压器差动保护

2.1 变压器纵联差动保护

2.1.1 纵差保护及其特殊问题

差动保护原理基于基尔霍夫电流定律，图 14.4-1 示出了双绕组变压器纵差动保护原理接线图。差动保护的动作量为差动电流，变压器区内故障时，差动电流为流入故障点的电流，当差动电流大于保护的动作电流时，差动保护动作。在变压器正常运行或外部故障时，流过变压器的是穿越性电流，理想情况下，流入差动回路的电流为零，保护不会动作。但变压器差动保护在实际正常运行或外部短路时，由于变压器各侧电流幅值和相位不同，以及励磁电流的存在，使得差动回路中稳态、暂态不平衡电流显著增加，从而造成影响差动保护动作行为的特殊问题，这些特殊问题及对保护的影响主要有以下几个方面：

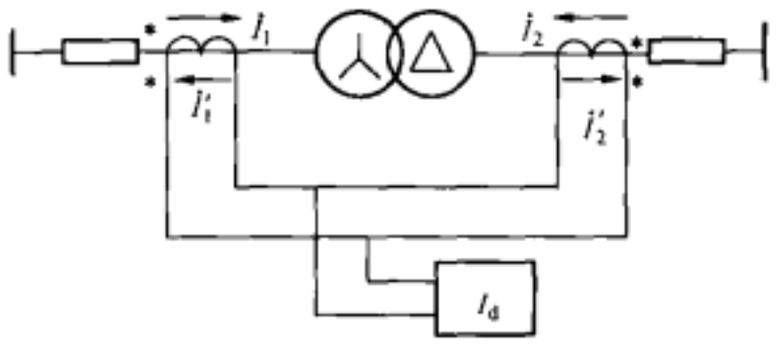


图 14.4-1 双绕组变压器差动保护原理图

（1）变压器各侧电流相位不同。变压器各侧绕组接线方式不同，导致各侧电流存在相位差。常规保护通过各侧电流互感器采用不同二次接线方式校正和补偿这种电流相位差，微机保护可由软件校正相位差。

（2）计算变比与标准变比不同。电流互感器选择的标准变比与计算变比不匹配，也会产生不平衡电流，需要进行变比误差的幅值补偿，电磁型差动继电器采用平衡绕组实现一定的补偿，静态型差动继电器利用电抗变换器二次电压调平衡，微机保护可由软件计算进行各侧幅值的补偿。

（3）变压器分接头调整。变压器带负荷调节分接头，改变了变压器变比，而电流互感器变比无法改变，将产生不平衡电流。通常在整定计算中由变压器分接头调压引起的相对误差 ΔU 考虑其对不平衡电流的影响。

（4）各侧电流互感器型号不同。变压器各侧电流互感器所处电压等级和型号不同，电流互感器励磁电流、铁芯饱和

特性以及励磁电流中的非周期分量，均会造成各侧电流互感器传变误差不一致，从而产生较大的不平衡电流。整定计算中通过各种误差系数分别考虑这些影响因素。

（5）变压器励磁涌流。变压器励磁电流仅流入变压器一侧，反映为差动回路不平衡电流。变压器稳态励磁电流较小，但当变压器空载投入或外部短路故障切除电压恢复时，将出现数值很大的励磁电流，称为励磁涌流。差动保护需要采取措施防止励磁涌流造成保护误动。

由于变压器纵差动保护的上述特点，造成变压器差动保护构成比较复杂，需要采取各种方法和措施减小这些不平衡电流的影响，还需要专门的励磁涌流和过励磁判据防止差动保护误动作。

2.1.2　变压器励磁涌流及其鉴别

2.1.2.1　励磁涌流及其特点

励磁涌流是变压器纵差动保护的一个主要问题。当投入空载变压器时会产生空投励磁涌流；当外部故障切除，电压恢复时产生恢复励磁涌流；当两台并联变压器，一台正常运行，另一台空载合闸时，并联正常运行变压器中会出现和应涌流。

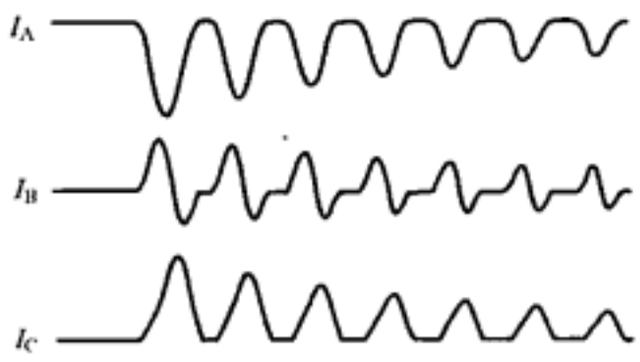


图14.4-2　变压器空载合闸励磁涌流

励磁涌流是由于变压器铁芯严重饱和产生的。对于空投励磁涌流，当空载变压器合闸时，某一侧突然加上电源电压，由于铁芯中磁通不能突变，因此出现非周期分量磁通，从而增大的暂态铁芯磁通使铁芯严重饱和，变压器励磁电感降低，相应出现数值很大的励磁电流。空载投入励磁涌流的大小与空载合闸电压初相角，电源电压和系统阻抗大小、铁芯材质和型式、剩磁大小和方向及饱和磁通大小、TA 传变特性有关，还与变压器三相绕组接线方式等有关。见图 14.4-2 大量文献和实际数据分析表明，励磁涌流具有如下特点：

（1）励磁涌流波形明显偏于时间轴一侧，含有很大的非周期分量电流，励磁涌流数值大且随时间衰减，衰减时间与变压器和电网时间常数有关，中小变压器涌流倍数大，衰减较快，大型变压器涌流倍数较小，衰减慢。

（2）励磁涌流中含有大量的高次谐波分量，其中以二次谐波分量电流为主。对于三相变压器，三相二次谐波大小不同，但总有至少一相的二次谐波较大。另外，也有可能出现一相为近似对称性涌流，谐波含量很低。

（3）励磁涌流呈现尖顶波，相邻两个波形之间出现间断，波形间断的宽度为间断角，间断角的大小与铁芯饱和磁通和剩磁大小有关。

励磁涌流将造成差动保护误动，因此，在考虑变压器纵差动保护的各种方案时，需要根据励磁涌流的上述特点，采取相应的防止保护误动的措施。

2.1.2.2　励磁涌流判别方法

励磁涌流判别一直是变压器保护研制和运行中的主要问题，多年来进行了大量研究和探索，迄今具有现场运行经验的励磁涌流判别原理可归纳为以下几类。

（1）常规 BCH 型具有速饱和变流器的差动继电器，利用非周期分量使速饱和变流器迅速饱和，抑制涌流传变，防止差动保护误动作。但在变压器内部故障时，非周期分量的存在也使纵差动保护延迟动作，保护灵敏度较低。

（2）二次谐波电流是励磁涌流的显著特点，二次谐波制动方法通过判别差动电流中二次谐波分量与基波分量的比值大于整定值时，将差动保护闭锁，一般二次谐波比的整定值为 15%～20%。二次谐波制动是运行经验最多，应用最为广泛的避越励磁涌流的方法。

现代大型变压器励磁涌流中二次谐波含量减少。三相差动电流中某一相可能出现对称性涌流，但三相涌流中至少有两相或一相的二次谐波比值能达到定值，因此，二次谐波制动采用三相“或”门闭锁方式，只要有一相二次谐波含量达到定值，就闭锁纵差动保护。由于内部故障电流中可能也存在二次谐波分量，差动保护的动作速度会受到影响。

（3）采用波形间断角原理判别励磁涌流，当差动电流波形的间断角大于整定值时，可判别为励磁涌流，闭锁差动保护。由于电流互感器传变可能导致间断角消失，需采取一定补偿措施恢复间断角。间断角原理采用三相独立的闭锁方式，在内部故障时保护有较高的动作速度。

（4）基于波形判别原理判别励磁涌流，一种典型判别方法是比较一周电流波形中前后半波波形的对称性，对于故障电流，前后半波呈现正弦对称波形，而励磁涌流的前后半波则不对称，这种原理本质上是利用电流中的偶次谐波分量来制动的。由于对硬件要求不高，实现方式较为简便，一般采用三相独立出口的闭锁方式，在微机保护中得到应用。

尽管随着对励磁涌流的深入研究，各种新的励磁涌流判别原理不断被提出，但国内实际应用的微机纵差动保护，仍然以二次谐波制动和波形判别原理为主要的励磁涌流判别方法。

2.1.3　比率制动纵差动保护

2.1.3.1　比率制动纵差动保护原理

比率制动差动保护利用反应变压器穿越电流大小的制动电流，差动保护动作电流随制动电流而变化，当外部短路穿越电流增大，制动电流随之增加，增强了外部故障时的制动作用，有效地防止了不平衡电流引起的误动，提高了内部故障时的灵敏度，较好地解决了区外短路故障不平衡电流影响与内部短路故障灵敏度间的矛盾。

目前广泛应用的微机变压器纵差动保护，普遍使用两折线或三折线比率制动特性（图 14.4-3）。两折线比率制动差动保护动作判据为：

$$I_d \geqslant I_{op\cdot min} \qquad \text{当 } I_{res} < I_{res\cdot 0}$$

$$I_d \geqslant I_{op\cdot min} + S(I_{res} - I_{res\cdot 0}) \qquad \text{当 } I_{res} \geqslant I_{res\cdot 0}$$

其中：I_d 为差动电流；I_{res} 为制动电流；$I_{op\cdot min}$ 为保护最小动作电流；$I_{res\cdot 0}$ 为保护起始制动电流；S 为动作特性折线的斜率。

对于双绕组变压器，差动电流 $\dot{I}_d = \dot{I}'_1 + \dot{I}'_2$，制动电流 $\dot{I}_{res} = \frac{1}{2}(\dot{I}'_1 - \dot{I}'_2)$。对于多绕组变压器，差动电流为 $\dot{I}_d = \dot{I}'_1 + \dot{I}'_2 + \cdots + \dot{I}'_n$，但制动电流有不同的选择和计算方法，

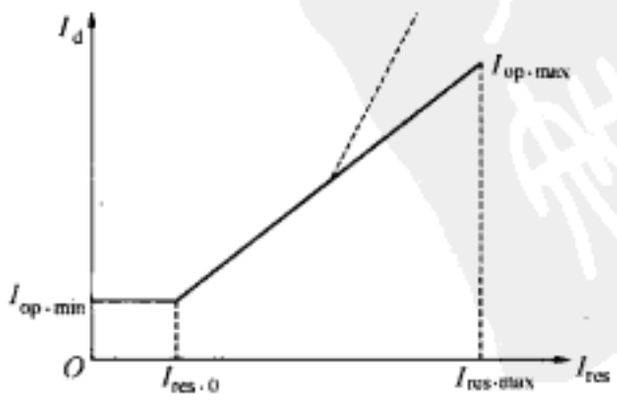


图 14.4-3　比率制动差动特性

微机变压器保护中常用的制动电流选取方法有三种：

$$I_{res}=\max\{|\dot{I}'_1|,|\dot{I}'_2|,\cdots|\dot{I}'_n|\}$$

$$I_{res}=\frac{1}{2}\{|\dot{I}'_1|+|\dot{I}'_2|+\cdots+|\dot{I}'_n|\}$$

$$I_{res}=\left|\dot{I}'_{max}-\sum_{\substack{i=1\\ i\neq j}}^{n}\dot{I}'_i\right|,\ \dot{I}'_j=\dot{I}'_{max}$$

制动电流的基本要求是在外部故障穿越性短路电流时制动作用最大，在内部故障情况下，其制动作用最小，使保护灵敏动作。分析表明，在正常运行和外部故障情况下，以上三种制动电流的制动作用是等效的，但在大部分内部故障情况下，采用制动电流 3）的保护较为灵敏。

2.1.3.2 比率制动纵差动保护整定

图 14.4-3 所示两折线比率制动特性中，三个定值整定如下：

（1）最小动作电流 $I_{op\cdot min}$ 应大于变压器额定负载时的不平衡电流：

$$I_{op\cdot min}=K_{rel}(K_{er}+\Delta U+\Delta m)I_N/n_{TA} \quad (14.4\text{-}1)$$

式中：I_N 为变压器额定电流；n_{TA} 为电流互感器变比；K_{rel} 为可靠系数，一般取 1.3～1.5；K_{er} 为电流互感器的比误差，10P 型取 0.03×2，5P 型和 TP 型取 0.01×2；ΔU 为变压器调压引起的误差，取调压范围中偏离额定值的最大值（百分值）；Δm 为由于电流互感器变比未完全匹配产生的误差，初设时取 0.05，微机保护可以完全补偿，可取为零。工程实用整定计算中，可选取 $I_{op\cdot min}=(0.3\sim0.5)I_N/n_{TA}$，必要时也可大于 $0.5\,I_N/n_{TA}$。

（2）起始制动电流 $I_{res\cdot 0}$，宜取 $I_{res0}=(0.8\sim1.0)I_N/n_{TA}$。

（3）比率制动特性折线斜率 S。纵差保护的动作电流应大于外部短路时流过差动回路的不平衡电流。对于双绕组变压器，不平衡电流计算如下：

$$I_{unb\cdot max}=(K_{ap}K_{cc}K_{er}+\Delta U+\Delta m)I_{k\cdot max}/n_{TA} \quad (14.4\text{-}2)$$

式中：K_{er}，ΔU，Δm，n_{TA} 含义同式（14.4-1），但 $K_{er}=0.1$；电流互感器同型系数 $K_{cc}=1.0$；$I_{k\cdot max}$ 为外部短路时的最大穿越短路电流周期分量；K_{ap} 为非周期分量系数，两侧同为 TP 级电流互感器取 1.0，两侧同为 P 级电流互感器取 1.5～2.0。

此时差动保护的动作电流 $I_{op\cdot max}=K_{rel}I_{unb\cdot max}$，最大制动电流 $I_{res\cdot max}$ 应根据差动保护所采用的具体制动电流选取方法确定。

因此制动特性斜率为 $$S=\frac{I_{op.max}-I_{op.min}}{I_{res.max}-I_{res.0}}$$

保护最大制动系数为 $$K_{res.max}=I_{op.max}/I_{res.max}$$

（4）灵敏系数计算。灵敏系数为 $K_{sen}=I_{k\cdot min}/I'_{op}$，其中 $I_{k\cdot min}$ 为最小运行方式下差动保护区内变压器引线上两相金属性短路时最小短路电流，相应的差动保护动作电流为 I'_{op}，要求 $K_{sen}\geqslant2$。

变压器纵差保护还有其他一些定值的整定计算，包括差动电流速断保护、励磁涌流闭锁的二次谐波制动比、过励磁闭锁的五次谐波制动比的整定等。对于三绕组变压器及三折线比率制动特性，具体整定计算参见 DL/T 684—1999《大型发电机变压器继电保护整定计算导则》（以下简称整定计算导则）和相应产品资料。

2.1.4 过励磁闭锁

现代大型变压器工作磁密与饱和磁密接近，在过电压作用下易造成铁芯饱和，使励磁电流大大增加，励磁电流成为差动保护的不平衡电流，此时应闭锁差动保护以防止误动。对于可能发生过励磁的超高压大型变压器，当过电压为 120%～140%额定电压时，根据过励磁电流中含有显著五次谐波分量的特征，闭锁差动保护。通常选择差动电流中五次谐波分量与基波分量比值大于 35%作为闭锁判据，防止差动保护误动。

2.1.5 差动电流速断保护

变压器严重内部故障时，短路电流较大，使得电流互感器饱和，其二次电流中高次谐波分量增大，影响到比率差动保护的快速动作，为此，变压器纵差动保护应配置辅助的差动电流速断保护，以便加快内部严重故障时保护的动作速度。

差电流速断保护动作电流 I_{op} 的整定值按躲过变压器初始励磁涌流或外部短路最大不平衡电流整定，即 $I_{op}=K\,I_N/\,n_{TA}$，或 $I_{op}=K_{rel}\,I_{unb\cdot max}$，式中 K 为躲过变压器励磁涌流倍数，整定计算导则中给出了不同容量变压器 K 的推荐值，$I_{unb\cdot max}$ 按式（14.4-2）计算。按正常运行方式保护安装处两相短路计算灵敏系数，要求 $K_{sen}\geqslant1.2$。

2.2 零序电流差动保护

对于 220kV 及以上的大型变压器，单相接地短路是主要故障形式之一。为提高切除自耦变压器内部单相接地短路故障可靠性，可增设零序差动保护。

变压器零序电流差动保护由变压器中性点侧零序电流互感器和变压器星形侧电流互感器的零序回路构成（见图 14.4-4），可以采用比率制动特性或标积制动特性，比率制动特性通常采用两折线动作特性（图 14.4-3），当采用零序电流作为制动量时，保护最小动作电流应躲过外部三相短路最大不平衡电流。比率制动零序差动保护也可以采用高中压侧相电流作为制动量，有利于防止外部三相短路时的误动作，保护最小动作电流躲过正常时三相 TA 误差不一致产生的三相不平衡电流，保护灵敏度较高。

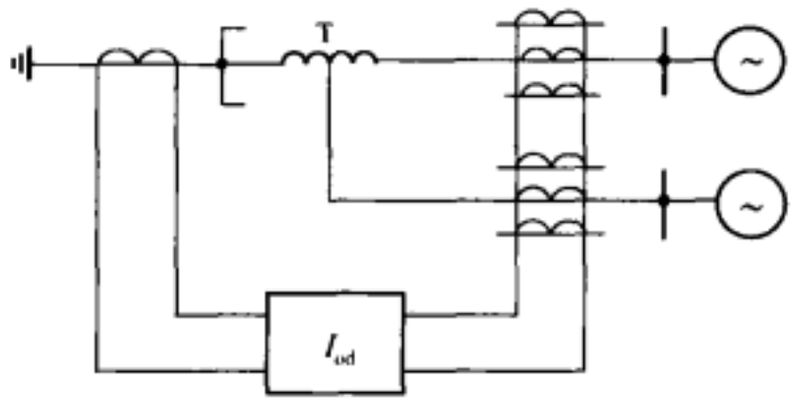


图 14.4-4 零序差动保护接线

该保护具有不受励磁涌流直接影响，不受电压分接头调整影响的特点，对于单相接地故障，比相间纵差动保护有更高的灵敏度，因此在大型变压器特别是 500kV 自耦变压器中得到应用。

对于零序差动保护，Y_N 侧三相电流互感器均二次并联，发生单相故障时，健全相互感器将从故障相互感器汲出电流，对零序差动保护灵敏度有降低作用，但内部单相接地故障时，其灵敏度仍然比相间差动保护高。另外，零序电流互感器极性校验比较困难，难以用变压器负荷电流进行检验。零序差动保护也可应用于普通变压器中。

2.3 分侧电流差动保护

分侧纵联差动保护是在变压器星形侧的每一相绕组装设纵联差动保护，也称为分相差动保护。分侧纵联差动保护可用于自耦变压器，此时变压器高压侧、中压侧和中性点侧宜

采用同类型相同变比的电流互感器。

分侧差动保护不受励磁涌流、过励磁电流影响，也不受电压分接头调整及电流互感器变比不同的影响，对于变压器绕组接地故障有较高的灵敏度，但不能反应匝间短路。由于要求装设保护的每一个绕组均有两个引出端，一般的三相变压器无法装设分侧差动保护。

3　变压器瓦斯保护

电力变压器通常利用变压器油作为绝缘和冷却介质。当变压器油箱内故障时，在故障电流和故障点电弧的作用下，绝缘油和其他绝缘材料会因受热而分解，产生大量气体，气体的多少和油流的流速，与故障严重程度有关，利用气体特征动作的保护装置为瓦斯保护。

瓦斯继电器安装在变压器本体油箱与油枕之间的连接管道中。轻瓦斯保护反应变压器内部不正常情况或轻微故障时气体容积的大小，动作于信号。重瓦斯保护反应变压器严重故障时油流的速度，动作于跳开故障变压器。瓦斯保护能反应绕组轻微匝间短路、铁芯局部烧损、绕组内部断线、绝缘逐渐劣化、油面下降等故障，但对变压器外部套管及引线故障不能反应，对绝缘突发性击穿的反应不如差动保护快，因此瓦斯保护作为变压器的主保护之一，与纵差动保护相互配合，相互补充，共同构成快速灵敏的变压器保护主保护。

4　变压器后备保护

4.1　相间短路后备保护

相间后备保护主要有过电流保护、复合电压（负序电压和线间电压）启动的过电流保护、或复合电流保护（负序电流和单相式电压启动的过电流保护）。

4.1.1　过电流保护

动作电流应躲过可能流过变压器的最大负荷电流：

$$I_{op} = K_{rel} I_{L.max} / K_r n_{TA}$$

式中：I_{op} 为动作电流，K_{rel} 为可靠系数，取 1.2～1.3；K_r 为返回系数，取 0.85～0.95；n_{TA} 为电流互感器变比；$I_{L.max}$ 为可能的最大负荷电流。灵敏系数要求近后备 $K_{sen} \geqslant 1.3$，远后备 $K_{sen} \geqslant 1.2$。

4.1.2　复合电压启动的过电流保护

电流元件动作电流按躲过变压器额定电流整定：

$$I_{op} = K_{rel} I_N / K_r n_{TA}$$

式中：可靠系数 K_{rel} 取 1.2；返回系数 K_r 取 0.85～0.95；I_N 为变压器额定电流。灵敏系数要求 $K_{sen} \geqslant 1.3$（近后备），$K_{sen} \geqslant 1.2$(远后备)。

低电压启动元件动作电压的整定应分别考虑按躲过正常运行时可能出现的最低电压，以及按躲过电动机自起动时的电压整定。灵敏系数要求 $K_{sen} \geqslant 1.3$(近后备）或 $K_{sen} \geqslant 1.2$(远后备)。

负序电压启动元件动作电压的整定应躲过正常运行时出现的不平衡电压整定。灵敏系数要求 $K_{sen} \geqslant 2.0$(近后备）或 $K_{sen} \geqslant 1.5$(远后备)。

对于两侧或三侧有电源的双绕组变压器和三绕组变压器，各侧相间短路后备保护可带两段或三段时限，以短时限缩小故障范围，长时限切除故障变压器。为满足选择性的要求或为降低后备保护的动作时间，相间短路后备保护可带方向，方向宜指向各侧母线，但断开变压器各侧断路器的后备保护不带方向。相间后备保护宜分别装设于各侧，为了提高复合电压启动的灵敏度，可以同时利用变压器的各侧复合电压去启动过电流保护。

作为电气主设备的继电保护，其基本功能是保证主设备的运行安全。变压器绕组的过电流是影响变压器安全的一个重要因素，当变压器外部短路故障长期未被切除（例如低压母线故障），变压器将较长时间通过短路大电流，甚至造成变压器的损坏。因此相间后备保护在每一侧配置一段不带方向元件的过电流保护，可以作为设备自身对内部及外部故障保护的最后一道防线，能够最终切除故障，从而保证设备和系统的安全。

对于变压器低压侧无专用母线保护，而且变压器高压侧相间短路后备保护，对低压侧母线相间短路灵敏度不够时，可在低压侧配置两套相间短路后备保护，以提高切除低压侧母线故障的可靠性。

4.2　接地短路后备保护

按照变压器中性点接地方式的不同，接地后备保护分别考虑如下。

4.2.1　变压器中性点直接接地

变压器中性点直接接地的零序保护由两段式零序过电流保护构成，通常以较短时限动作于缩小故障范围，以较长时限动作于断开变压器各侧断路器。对自耦变压器和高、中压侧均接地的三绕组变压器，为满足选择性要求，可增设零序方向元件，方向指向各侧母线。两段式零序过电流保护的整定：

（1）Ⅰ段零序过电流保护动作电流应与相邻线路零序过流保护第Ⅰ段或第Ⅱ段或快速主保护相配合。

$$I_{op.0.\,I} = K_{rel} K_{br.\,I} I_{op.0.1\,I}$$

式中：$I_{op.0.\,I}$ 为Ⅰ段零序过电流保护动作电流；$K_{br.\,I}$ 为相应的零序电流分支系数，取各种运行方式的最大值；K_{rel} 为可靠系数，取 1.1；$I_{op.0.1\,I}$ 为与之相配合的相邻线路保护相关段动作电流。

（2）Ⅱ段零序过电流保护动作电流应与相邻线路零序过流保护后备段相配合。

$$I_{op.0.\,II} = K_{rel} K_{br.\,II} I_{op.0.1\,II}$$

式中：$I_{op.0.\,II}$ 为Ⅱ段零序过电流保护动作电流；$K_{br.\,II}$ 为相应的零序电流分支系数，取各种运行方式的最大值；K_{rel} 为可靠系数，仍取 1.1；$I_{op.0.1\,II}$ 为与之相配合的线路零序过电流保护后备段的动作电流。

（3）灵敏系数按照对端母线接地短路时流过保护安装处的最小零序电流校验，要求 $K_{sen} \geqslant 1.5$。

4.2.2　变压器中性点可能接地或不接地运行

对于中性点可能接地运行或不接地运行的变压器，当变压器中性点接地运行时，通常装设两段式零序过流保护，其整定计算如上所述。当变压器中性点不接地运行状态，需按照变压器的不同情况分别考虑。

（1）全绝缘变压器。应增设零序过电压保护，以适应变压器所连接电力网失去接地中性点时出现中性点过电压时保护要求。过电压保护动作值按下式整定：

$$U_{0.max} < U_{op.0} < U_{sat} \qquad (14.4\text{-}3)$$

式中：$U_{op.0}$ 为零序过电压保护动作值；$U_{0.max}$ 为在部分中性点接地的电网中发生单相接地时，保护安装处可能出现的最大零序电压；U_{sat} 为用于中性点直接接地系统的电压互感器，在失去接地中性点时发生单相接地，开口三角绕组可能出现的最低电压。建议 $U_{op.0} = 180V$（高压系统电压互感器开口三角绕组每相额定电压 100V），动作时间取 0.3s。

(2) 分级绝缘变压器。中性点应装设放电间隙，对中性点绝缘薄弱部分起到过电压保护作用。此时保护应增设反应间隙放电的零序电流保护和零序过电压保护，当变压器所接电力网失去接地中性点，又发生单相接地故障时，反应间隙放电的零序过电流保护和零序过电压保护动作，经短延时跳开变压器各侧断路器。

零序过电压保护的整定同式 (14.4-3)。根据经验，间隙零序过电流保护其一次动作电流可取为 100A，保护动作延时取 0.3s。

4.3 变压器过励磁保护

按照变压器工作原理，变压器工作磁密 B 与变压器外加电压 U 及其频率 f 具有以下关系：$B = k(U/f)$，式中 k 为常数。

相对于额定值的电压升高和频率降低，将造成磁密超过额定工作磁密，出现过励磁现象。过励磁导致变压器铁芯的严重饱和，产生发热，使绝缘老化，甚至损伤变压器。对于超高压大型变压器应考虑装设过励磁保护。

变压器在轻微的过励磁下允许持续运行，对于较高的过励磁，允许变压器运行时间随过励磁倍数而不同（如图 14.4-5 所示）。在整定变压器过励磁保护时，必须有变压器制造厂提供的变压器允许的过励磁能力曲线。变压器过励磁保护由定时限和反时限特性构成。定时限过励磁保护通常分为二段，一段低定值动作于信号，二段高定值动作于跳闸。变压器过励磁倍数为：$N = B/B_N = (U/f)/(U_N/f_N)$，其中，$N$ 为过励磁倍数；B、B_N 为变压器铁芯磁通密度的实际值和额定值；U、U_N 为加于变压器绕组的实际电压和额定电压；f、f_N 为实际频率和额定频率。定时限过励磁保护的第一段动作值 N 一般可取为变压器额定励磁的 1.15～1.2 倍，第一段的动作时间可根据允许的过励磁能力适当整定。第二段为跳闸段，可整定 N=1.25～1.35 倍，跳闸时间按照小于允许的过励磁时间整定。反时限过励磁保护特性应与被保护变压器的允许过励磁能力相配合。微机保护均以多段折线来模拟变压器制造厂提供的允许过励磁能力曲线，以构成反时限特性过励磁保护。

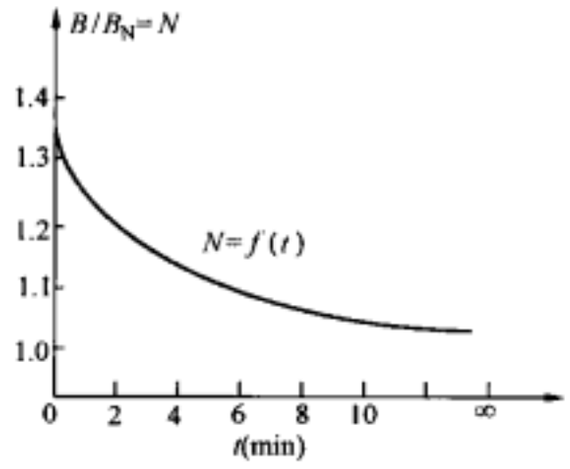


图 14.4-5 变压器过励磁倍数曲线

4.4 自耦变压器后备保护特点

4.4.1 接地保护

自耦变压器高、中压侧具有共同直接接地的中性点，当系统单相接地故障，流入接地中性线上的零序电流与系统运行方式有关，其大小和相位会有较大变化，不能正确反应外部单相接地故障，因此，必须在高、中压侧分别装设零序电流保护。为满足选择性要求，可增设零序方向元件，方向指向本侧母线。当低压侧为 Δ 接线的自耦变压器高压侧或中压侧断开一侧时，为增加切除单相接地短路可靠性，可在变压器中性点回路增设一段零序过电流保护。

4.4.2 过负荷保护

三绕组自耦变压器各侧容量不同，在不同送电方式下，变压器各侧过负荷情况不同，即使各侧均不过负荷，自耦变公共绕组也有可能过负荷。因此，需分别在各侧装设过负荷保护，也需要装设公共绕组过负荷保护。

5 微机变压器保护及特点

5.1 保护功能配置及特点

目前国产微机变压器保护已经广泛应用于各种电压等级的变压器上。

根据不同容量和电压等级变压器的保护要求，变压器主保护和后备保护总体配置和构成方式可分为两类：

(1) 对于 220kV 及以上电压等级的变压器，微机变压器保护采用双重化保护配置原则，构成一套保护的全部电气量保护，包括主保护和各侧后备保护，一般在一套装置机箱中实现。总体上采用二套这样的包括主后备全套保护的装置构成双重化保护配置，从而简化了硬件配置，提高了可靠性，也有利于设备的运行维护。

(2) 对于 66kV 和 110kV 电压等级的变压器，当采用单套保护配置原则时，从可靠性考虑，要求主保护、各侧后备保护配置在不同的装置机箱中，如果投资增加不多，也可以采用两套保护的配置方式。

表 14.4-1 列出了 220kV 和 500kV 微机变压器保护的典型主后备保护功能配置。此外，变压器保护还设有包括瓦斯保护等的本体保护（也称非电量保护）。

表 14.4-1 微机变压器保护典型配置

保护功能			220kV 变压器	500kV 变压器
主保护	纵差保护	差动速断保护	✓	✓
		比率制动差动保护	✓	✓
		涌流制动：二次谐波原理	✓	✓
		波形识别原理	✓	✓
		五次谐波过激磁闭锁		✓
		差电流越限告警	✓	✓
		TA 断线检测	✓	✓
	零序差动保护或分相差动保护	比率制动零序差动保护或比率制动分相差动保护		✓
大电流接地侧后备保护		复合电压闭锁（方向）过电流保护	✓	✓
		零序方向过电流保护	✓	✓
		零序电流电压保护（间隙）	✓	
		过负荷保护	✓	✓
		相间（接地）阻抗保护		✓
		过励磁保护		✓
		TV 断线检测	✓	✓
小电流接地侧后备保护		复合电压闭锁过流保护	✓	✓
		零序过电压保护	✓	✓
		过负荷保护	✓	✓
		TV 断线检测	✓	✓

5.2　微机变压器保护特点

与常规保护相比较，微机保护在无需增加硬件情况下，可以通过软件实现各种保护功能，完成复杂保护算法和判据，微机变压器保护具有以下特点。

（1）微机变压器保护通常在单个装置机箱内实现全套电气量保护的所有功能，包括主保护和各侧后备保护，装置体积和组屏面积比常规保护显著减小。对于220kV及以上变压器保护易于实现双重化配置，两套装置的各个回路之间完全独立，保护总体可靠性更加提高，便于装置运行维护。

（2）变压器各侧TA二次电流均可直接接入保护装置，由软件计算完成各侧二次电流相位校正和幅值平衡补偿，简化了TA二次接线，减轻了TA负载，提高了差动保护可靠性，有利于TA二次断线判别。

（3）比率制动差动保护动作特性采用三折线特性，第一段特性差动动作电流值较低，对于内部故障特别是匝间短路的灵敏度有所提高，第三段折线斜率较高，有助于防止外部故障穿越电流很大时，由于不平衡电流增大造成保护误动作。

（4）实际应用中的励磁涌流闭锁判据主要有二种，二次谐波制动原理具有比较成熟的运行经验，波形判别原理也得到较多的应用。双重化主保护一般选择不同的励磁涌流闭锁判据，而单套主保护配置则以二次谐波制动原理为主。

（5）为防止由于各侧电流互感器特性不同或饱和造成纵差动保护误动作，变压器各侧应尽可能采用特性一致的电流互感器（如超高压变压器各侧均应采用TP型电流互感器）。微机变压器保护采用了专门的TA饱和识别判据，一种判据通过利用TA饱和时差动电流中二次、三次谐波含量的增加判别饱和，另外一种判据基于保护启动和差动动作时刻比较的同步识别原理，在防止差动保护误动方面，取得了较好效果。但饱和判据并不能解决所有饱和问题，特别是对短路电流较小时可能出现的暂态饱和难以检测，因此，饱和判据应与比率制动特性相互配合，才能防止各种饱和对差动保护的影响。

（6）微机保护比较容易实现对电流回路断线进行检测，主要利用断线后相电流下降以及同相差动回路不同侧电流的比较判别，发出断线告警信号。由于TA二次断线会对设备安全造成危害，规程提出电流回路断线允许差动保护动作跳闸。但如果选择TA断线闭锁差动保护，当TA断线后也应对差电流持续监视，一旦差动电流迅速增大，差动保护应立即动作跳闸。

（7）微机保护可由软件比较方便地提取故障分量电流构成故障分量比率差动保护，国外针对双绕组变压器提出这一原理时称为△差动继电器。由于故障分量差动保护仅与发生短路后的故障分量电流有关，与短路前的穿越性负荷电流无关，对内部故障保护的灵敏度有所改善。但故障分量电流仅在故障后的短时间内起作用，而且不能反应缓慢发展性故障，因此只能作为辅助性保护。

（8）变压器后备保护种类较多，由于微机保护功能是由软件实现的，后备保护功能一般按照变压器的每一侧绕组分别配置，有利于简化变压器各侧后备保护的配合关系，提高后备保护的可靠性。

微机变压器保护在保护原理算法、保护性能改善方面，仍有很大发展潜力，近年来变压器保护的研究主要集中在变压器内部故障仿真计算、变压器励磁涌流判别、电流互感器饱和影响、外部故障切除后差动保护动作行为和变压器和应涌流分析等方面，利用小波变换、模糊集理论和形态学理论等新的数学理论，新的励磁涌流判别方法不断提出，随着新技术的发展，微机保护将为提高变压器的安全稳定运行水平发挥重要作用。

6　并联电抗器保护

为限制超高压远距离输电线系统操作过电压、吸收线路容性无功功率，需在输电线上装设三相并联电抗器。为限制单相重合闸时潜供电流，防止谐振过电压，在并联电抗器中性点装设小电抗器。另外在超高压变压器的低压侧，通常装有可投切的并联电抗器，用于调节无功或电压。

6.1　并联电抗器故障及保护配置

500kV并联电抗器均为单相油浸式，铁芯带间隙，电抗器可能发生的故障和异常有：绕组的单相接地和匝间短路，引线的相间短路和单相接地短路，由过电压引起的过负荷，油面降低、温度升高和冷却系统故障等。按照规程规定，对上述故障和异常运行均应装设相应的保护：

（1）对于三相并联电抗器和中性点接地电抗器，应装设瓦斯保护，大量瓦斯产生动作于跳闸，轻微瓦斯或油面下降动作于信号。

（2）66kV及以下并联电抗器，应装设电流速断保护；220～500kV并联电抗器，应装设纵联差动保护。均应瞬时动作于跳闸。

（3）220～500kV并联电抗器，应装设匝间短路保护。

（4）应装设过电流保护作为后备保护。

（5）220～500kV并联电抗器，由于电源电压升高引起的并联电抗器过负荷，以及对三相不对称等原因引起的接地电抗器过负荷，装设过负荷保护。

（6）对于并联电抗器油温度升高和冷却系统故障，应装设相应的保护装置。

对于220～500kV并联电抗器，除非电量保护外，保护应双重化配置。

6.2　并联电抗器主保护

高压并联电抗器一般装设纵差动保护作为主保护，纵差保护能够以较高的灵敏度保护相间短路和单相接地短路，但不能反应匝间短路故障。原理上，差动保护不受电抗器励磁涌流的影响，电抗器外部短路时差动保护的穿越性电流也不大，因此，电抗器差动保护的动作电流整定值较低，灵敏度较高。

实际保护装置还配置有零序差动保护，当三相并联电抗器中性点侧没有套管电流互感器时，可在中性点侧加装外附电流互感器，装设零序差动保护，同时还可以作为中性点小电抗器的保护，也能提高单相接地故障保护的灵敏度。微机并联电抗器纵差保护均采用比率制动特性，还具有差动速断的辅助保护功能。

匝间短路是高压电抗器的一种主要内部故障形式。常采用的匝间短路保护是零序功率方向保护。零序方向保护比较电抗器引出端电压互感器的零序电压和流入电抗器的零序电流的方向，可以区分匝间短路和单相接地故障，但当短路匝数很少，零序电压和零序电流均很小，零序功率方向保护可能拒动。采用具有零序电流补偿的零序方向保护可以克服上述缺点。其方法是利用匝间故障和外部故障时，进入保护的零序电流的方向不同，使其在补偿电抗上产生一个补偿电压，将补偿电压与引出线端电压互感器上的零序电压相加

后，再与零序电流比较，当零序电流滞后于电压时，判别为匝间故障，保护动作。该补偿方法可以显著提高匝间短路保护的灵敏度。

对于匝间短路，如果电抗器每相有两个并联分支，可以考虑在两个中性点的连线上装设高灵敏的单元件横差保护，该保护对匝间短路有很高的灵敏性。

6.3 并联电抗器后备保护

作为相间短路和接地短路后备保护，一般均装设相间过流和零序过流保护。

对于过负荷保护，330～500kV 并联电抗器技术规范规定了允许过电压倍数和时间（即过负荷保护反时限特性），见表 14.4-2。

表 14.4-2 并联电抗器允许过电压倍数和时间关系

过压倍数	1.05	1.15	1.20	1.25	1.30	1.40
允许时间	连续	20min	3min	1min	20s	8s

第5章 发电机保护

1 发电机故障、异常运行及保护配置

1.1 发电机故障和异常运行状态

发电机常见故障主要有定子绕组相间短路，定子一相绕组内的匝间短路，定子绕组单相接地，以及转子绕组一点接地或两点接地。

发电机异常运行主要包括：由于转子绕组断线、励磁回路故障等造成转子低励或失磁；外部短路等引起定子绕组过电流；由于负荷超过发电机额定容量而引起三相对称过负荷；外部不对称短路或不对称负荷引起发电机负序过电流；突然甩负荷引起定子过电压；励磁回路故障或强励时间过长引起转子绕组过负荷；由于汽轮机主汽门突然关闭引起发电机逆功率；以及发电机失步等。

1.2 发电机保护配置

根据规程要求，对于发电机各种故障和异常运行状态，按照发电机容量大小、类型以及不同特点，发电机应配置的保护如下。

（1）纵差动保护或电流速断保护。作为发电机定子绕组及引出线相间短路故障的主保护，按发电机容量及是否与其他发电机或电力系统并列运行，选择电流速断保护或纵差动保护。对容量在1MW以上发电机，应装设纵联差动保护。

（2）定子绕组匝间短路保护。当发电机定子绕组为星形接线、每相有并联分支且中性点侧有分支引出端时，应装设零序电流型横差保护或裂相横差保护、不完全纵差保护。对50MW及以上发电机，中性点只有三个引出端时，可装设专用匝间短路保护。

（3）定子绕组单相接地故障保护。对直接连于母线的发电机，当单相接地故障电流大于规定允许值时，应装设有选择性的接地保护装置或单相接地监视装置。对于发电机变压器组100MW以下发电机，应装设保护区不小于90%的定子接地保护，对100MW及以上发电机，应装设保护区为100%的定子接地保护。

（4）后备保护。作为发电机外部相间短路故障和发电机主保护的后备，1MW及以下的发电机应装设过电流保护。1MW以上发电机宜装设复合电压启动的过电流保护。50MW及以上发电机，宜装设负序过电流保护及单元件低电压启动过电流保护。对于自并励发电机，宜采用带电流记忆的低压过电流保护。

（5）转子表层过负荷保护。反应发电机不对称负荷、非全相运行及外部不对称短路引起的负序电流，一般装设在50MW及以上发电机上，由定时限和反时限负序过负荷保护组成。

（6）励磁回路一点接地保护。对1MW及以下小型发电机可装设定期检测装置，对1MW及以上发电机应装设专用的转子一点接地保护装置。

（7）失磁保护。反应励磁电流异常下降或完全消失的失磁故障，对于不允许失磁运行发电机及失磁对电力系统有重大影响的发电机应装设专用失磁保护。

（8）定子绕组、励磁绕组过负荷保护。对过负荷引起的发电机定子绕组过电流，应按不同的冷却方式装设定时限和反时限过负荷保护。100MW及以上采用半导体励磁的发电机，应分别装设定时限和反时限励磁绕组过负荷保护。

（9）过电压保护。对水轮发电机应装设定子绕组过电压保护，对于100MW及以上汽轮发电机，宜装设定子绕组过电压保护。

（10）逆功率保护。对于汽轮发电机主汽门突然关闭出现的发电机变电动机运行的异常运行方式，对200MW及以上汽轮发电机宜装设逆功率保护，对燃汽轮发电机，应装设逆功率保护。对300MW及以上汽轮发电机，当采用程序跳闸方式时，由逆功率继电器作为闭锁元件。

（11）低频保护和高频保护。对带负载运行的300MW及以上汽轮发电机应装设低频率保护，对100MW及以上汽轮发电机或水轮发电机应装设高频率保护。

（12）失步保护。对300MW及以上发电机宜装设失步保护。

（13）过励磁保护。对于300MW及以上发电机，应装设过励磁保护，保护由定时限和反时限过励磁保护构成。

（14）根据机组特点和运行要求，还可装设其他保护，如起停机保护、断路器断口闪络保护、轴电流保护、突然加电压保护等。

100MW及以上容量发电机变压器组，采用微机保护时应按双重化配置电气量保护。600MW级及以上发电机组，应装设双重化电气量保护，有条件时非电气量保护也可进行双重化配置。对于发变组保护，一般还包括高压厂用变压器和励磁变压器保护。

2 发电机定子绕组内部故障保护

发电机内部故障包括定子绕组及其引出线的各种相间短路、定子绕组同相不同分支和同相同分支间的匝间短路，以及定子绕组开焊的断线故障。这些故障的保护主要是发电机纵差动保护、横差动保护和其他匝间短路保护。相间和匝间短路会产生很大的短路电流，使绝缘破坏，烧损铁芯和绕组，对发电机本体造成严重危害，因此是发电机保护的重点。

2.1 发电机纵差动保护

2.1.1 比率制动纵差动保护

发电机纵差动保护通过比较发电机机端与中性点两侧同相电流相量之和构成的差动电流，来判别保护区内外的相间短路故障。通常采用比率制动式纵差保护（见图14.5-2），差动电流 $\dot{I}_d=\dot{I}'_1+\dot{I}'_2$，制动电流 $\dot{I}_{res}=(\dot{I}'_1-\dot{I}'_2)/2$，保护动作判据为：

$$I_d \geqslant I_{op.0} \quad \text{当 } I_{res} < I_{res.0}$$

$$I_d \geqslant I_{op.0}+S(I_{res}-I_{res.0}) \quad \text{当 } I_{res} \geqslant I_{res.0}$$

式中：$I_{op.0}$为差动保护最小动作电流；$I_{res.0}$为制动特性拐点

电流；S 为比率制动特性斜率。发电机比率制动纵差动保护需要整定两折线比率制动特性的三个参数：

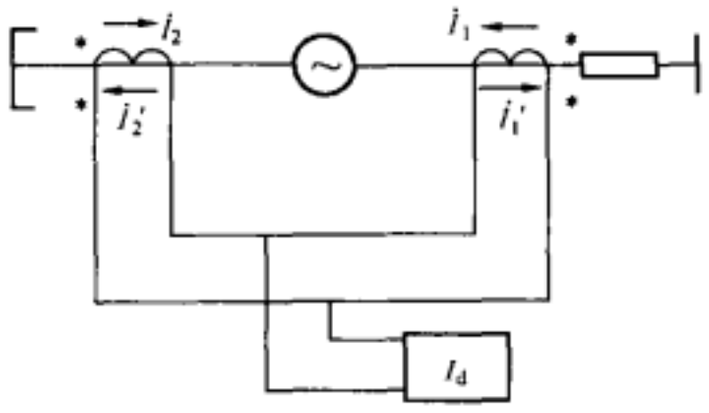


图 14.5-1 发电机纵差动保护原理图

(1) 最小动作电流 $I_{op.0}$。按躲过正常运行最大负荷时的不平衡电流整定：

$$I_{op.0} = K_{rel} K_{er} I_{gn} / n_{TA}$$

式中：I_{gn} 为发电机额定电流；n_{TA} 为电流互感器变比；K_{rel} 为可靠系数，取 1.5；K_{er} 为额定负荷时电流互感器的比误差，10P 型取 0.03×2，5P 型取 0.01×2。

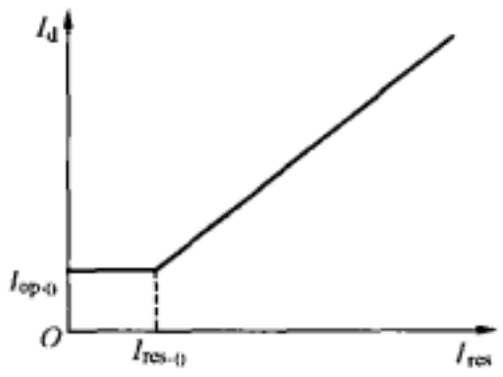


图 14.5-2 比率制动差动保护动作特性

(2) 制动特性拐点电流 $I_{res.0}$。定子电流等于或小于额定电流时，保护无需制动特性，因此，$I_{res.0} = (0.8 \sim 1.0) I_{gn}/n_{TA}$。

(3) 比率制动特性斜率 S。按躲过外部短路时最大不平衡电流 $I_{unb.max}$ 整定：

$$I_{unb.max} = K_{ap} K_{cc} K_{er} I_{k.max} / n_{TA}$$

式中：K_{ap} 为非周期分量系数，取 1.5～2.0；K_{cc} 为电流互感器同型系数，取 0.5；K_{er} 为电流互感器比误差系数，取 0.1；$I_{k.max}$ 为最大外部三相短路电流周期分量。保护最大动作电流为：$I_{op.max} = K_{rel} I_{unb.max}$，可靠系数 K_{rel} 取 1.3～1.5。根据制动电流计算，最大制动电流 $I_{res.max} = I_{k.max}/n_{TA}$，最大制动系数 $K_{res.max}$ 为：

$$K_{res.max} = I_{op.max} / I_{res.max} = K_{rel} K_{ap} K_{cc} K_{er} \tag{14.5-1}$$

比率制动特性斜率 S 为：$S = \dfrac{I_{op.max} - I_{op.0}}{I_{res.max} - I_{res.0}}$

以上整定可以确保在负荷状态和最大外部短路暂态过程中保护可靠不误动。

(4) 灵敏系数计算。灵敏系数为 $K_{sen} = I_{k.min}/I'_{op}$，其中，$I_{k.min}$ 为发电机未并入系统时机端两相金属性短路二次电流；I'_{op} 为制动电流 $I_{res} = 0.5 I_{k.min}$ 时保护的动作电流，要求 $K_{sen} \geqslant 2$。

按照上述原则整定的比率制动特性，差动保护灵敏系数一定满足 $K_{sen} \geqslant 2$ 的要求，灵敏度较高，不必进行灵敏度校验。与变压器纵差动保护相比较，影响发电机纵差动保护不平衡电流的因素较少。

上述纵差动保护均为接入发电机机端与中性点的全部相电流 $\dot{I}_1$ 和 $\dot{I}_2$ 所构成的完全纵差动保护，能够灵敏地反映发电机定子绕组的相间短路，但对同相匝间短路和定子绕组分支开焊故障没有作用。

2.1.2 标积制动式纵差动保护

标积制动式纵差动保护是国内近年来开始应用的一种差动保护原理。若发电机机端和中性点侧 TA 二次电流分别为 $\dot{I}'_1$ 和 $\dot{I}'_2$，它们的相位差为 φ，二侧电流的标积定义为 $I'_1 I'_2 \cos\varphi$。按照图 14.5-1 所示电流方向，标积制动式纵差动保护的差动电流为 $I_d = |\dot{I}'_1 + \dot{I}'_2|$，制动电流为两电流的标积值：

$$I_{res} = \begin{cases} \sqrt{|\dot{I}'_1| \cdot |\dot{I}'_2| \cos(180^\circ - \varphi)}, & \cos(180^\circ - \varphi) > 0 \\ 0, & \cos(180^\circ - \varphi) < 0 \end{cases}$$

保护动作判据为同时满足：$I_d \geqslant K_{res} \cdot I_{res}$

$$I_d \geqslant I_{op.0}$$

式中：K_{res} 为标积制动系数，取 0.8～1.2；$I_{op.0}$ 为差动最小动作电流，根据经验可取 (0.1 ～ 0.4) I_{gn}/n_{TA}，I_{gn} 为发电机额定电流。

当正常运行和外部短路时，$\varphi \approx 180^\circ$，制动电流较大，保护可靠不动。内部故障时，$|\varphi| < 90^\circ$，制动电流为零，保护灵敏动作。主要优点是外部故障时制动作用大，而内部故障时保护灵敏度高。但不反应匝间短路和定子绕组开焊故障。

2.1.3 不完全纵差动保护

通常大型汽轮发电机定子绕组为每相两并联分支，中性点侧可能引出 6 个或 4 个端子，水轮发电机每相有多个并联分支（如图 14.5-3），不完全差动保护在发电机中性点侧仅接入部分并联分支电流 I'_2 与机端电流 I'_1 构成纵差动保护，通过选择不同的电流互感器变比，使得正常运行及外部短路时没有差动电流。当发电机发生相间、匝间短路和分支开焊故障，差动电流大于动作电流时，不完全纵差保护动作切除故障。

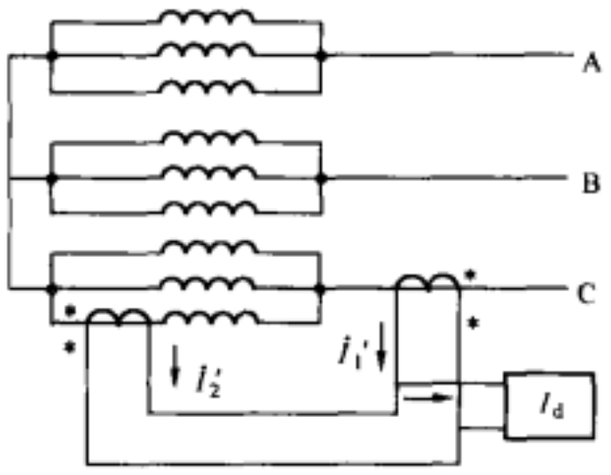


图 14.5-3 不完全纵差动保护

如果发电机每相并联分支总数为 a，中性点侧接入保护分支数为 N，则不完全纵差保护中性点侧选择接入的分支数为：$a/2-1 \leqslant N \leqslant (a/2)$。$N$ 增大时相间短路灵敏度提高，匝间短路灵敏度下降，不完全纵差保护实际是通过适度降低相间短路灵敏度，增强匝间短路和分支开焊保护功能。

不完全纵差保护由于定子绕组间的互感作用，能够反应故障分支和非故障分支的短路故障，但受到两侧电流互感器不同型号、气隙不对称、电机振动等影响，不平衡电流有所增加，其整定计算与完全纵差保护几乎相同，仅电流互感器同型系数 K_{cc} 选为 1.0，比率制动特性最小动作电流 $I_{op.0} =$ (0.10 ～ 0.20) I_{gn}/n_{TA}；制动特性拐点电流 $I_{res.0} \leqslant 1.0$ I_{gn}/n_{TA}，最大制动系数 $K_{res.max} = K_{rel} K_{ap} K_{cc} K_{er}$，一般可取为 0.2～0.3。

不完全纵差动保护灵敏度与中性点引入分支的数目和位置有关，在不完全纵差保护方案设计时，可以考虑进行必要

的发电机内部短路故障灵敏度计算分析。

2.1.4 故障分量比率制动式纵差保护

故障分量纵差动保护利用短路后电流的故障分量构成纵差保护，故障分量电流是故障后电流与故障前负荷电流之差，设发电机机端和中性点侧故障分量电流二次值为 $\Delta\dot{I}'_1$ 和 $\Delta\dot{I}'_2$，则故障分量差动电流 $\Delta\dot{I}_d=\Delta\dot{I}'_1+\Delta\dot{I}'_2$，故障分量制动电流 $\Delta\dot{I}_{res}=(\Delta\dot{I}'_1-\Delta\dot{I}'_2)/2$，保护动作判据为：

$$|\Delta\dot{I}_d|\geqslant\Delta I_{d0}$$

$$|\Delta\dot{I}_d|\geqslant k_{res}|\Delta\dot{I}_{res}|$$

其中，制动系数 $K_{res}=0.8\sim1.0$，最小动作电流 $\Delta I_{d0}\approx0.1I_{gn}/n_{TA}$，灵敏系数 $K_{sen}=\Delta I_d/\Delta I_{res}$，要求 $K_{sen}\geqslant2$。故障分量纵差保护对内部故障灵敏度有所提高。

2.2 发电机匝间短路保护

2.2.1 发电机横差动保护

发电机横差动保护主要作为定子绕组匝间短路保护，也能够反应定子绕组相间短路和分支线棒开焊故障，但对机端外部引线短路无保护作用。

2.2.1.1 单元件横差保护

单元件横差保护由发电机定子双 Y 接线绕组的中性点连线上装设电流互感器和横差继电器构成（见图 14.5-4）。当同一分支绕组中发生匝间短路或一相中不同分支绕组间发生匝间短路时，因同相的两分支绕组电动势不相等，故在两中性点连线中将产生零序电流环流，此环流大于保护动作电流时，保护动作。对于分支开焊故障，因开焊处有零序电动势，在两中性点连线中会出现零序电流，保护能够反应。动作判据为：$I_d\geqslant I_{op}$，其中 I_d 为横差保护的差动电流，I_{op} 为横差保护动作电流定值。

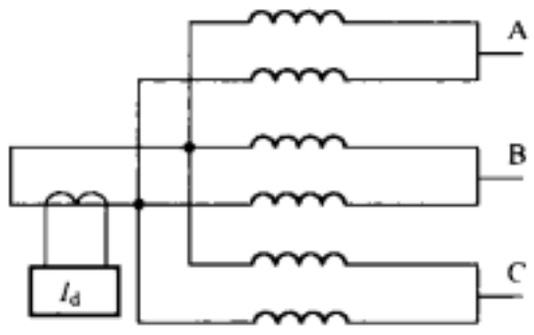


图 14.5-4 单元件横差保护

单元件横差保护在发电机正常运行时会有基波不平衡电流，产生不平衡电流的因素主要有，定子同相不同分支绕组参数不完全相同，定子气隙磁场不完全均匀，转子偏心等均会产生不同的电动势，而在外部短路时，不平衡电流主要是三次谐波成分，因此保护应具有性能良好的三次谐波滤过器。保护整定计算如下。

（1）传统单元件横差动保护。

按躲过区外短路时最大不平衡电流整定，当保护三次谐波滤过比大于或等于 15 时，动作电流为 $I_{op}=(0.20\sim0.30)I_{gn}/n_{TA}$，其中 I_{gn} 为发电机额定电流，I_{2n} 为互感器二次额定电流，互感器变比选择为 $n_{TA}\approx0.25I_{gn}/I_{2n}$。

（2）高灵敏单元件横差动保护。

高灵敏单元件横差保护减小互感器一次额定电流，根据发电机满载运行时中性点连线的最大不平衡电流，电流互感器变比 n_{TA} 可选为 $600/I_{2n}$、$400/I_{2n}$ 和 $200/I_{2n}$，可提高保护灵敏度。

高灵敏单元件横差保护在额定频率工况下，保护的三次谐波滤过比 K_3 应大于 80，可使不平衡电流大大减小。保护动作电流整定为：$I_{op}=K_{rel}K_{ap}\sqrt{I'^2_{unb.1.max}+(I'_{unb.3.max}/K_3)^2}$，其中 K_{rel} 为可靠系数，取 1.3～1.5；K_{ap} 为非周期分量系数，取 1.5～2.0；三次谐波滤过比 $K_3\geqslant80$；$I'_{unb.1.max}$ 和 $I'_{unb.3.max}$ 分别为外部短路时最大基波不平衡电流和最大三次谐波不平衡电流，可通过发电机常规短路试验（$I_k<I_{gn}$），实测得到基波和三次谐波不平衡电流，再采用线性外推法计算出外部短路时的最大基波和三次谐波不平衡电流。

微机保护中可设计性能很高的三次谐波滤波器，整定计算就不需考虑三次谐波不平衡电流的影响，从而构成灵敏度很高的的横差保护。

横差保护应瞬时动作。但大型汽轮发电机转子绕组二点接地时，横差保护可能误动作，如果发电机装有转子两点接地保护，横差保护应在转子一点接地后改为经短延时（0.5s）动作跳闸停机，如果发电机未装转子两点接地保护，横差保护在转子一点接地后无需增加短延时，横差保护可以兼顾励磁回路两点接地故障的保护，瞬时动作于停机。

单元件横差保护构成简单，功能全面，灵敏度高，一般用于大型水轮发电机，也用于中性点侧三相引出 6 或 4 个端子的大型汽轮发电机。对大型汽轮发电机定子绕组中性点侧只有三个引出端子，没有两个中性点，无法应用该保护。

2.2.1.2 裂相横差动保护

大型发电机每相定子绕组都具有两个及以上的并联分支。汽轮发电机每相有两个并联分支，裂相横差保护在其中每一分支均装设电流互感器，其二次绕组按环流法接线构成差动保护（见图 14.5-5）。水轮发电机定子绕组每相并联分支数可能大于两个，将每相并联分支分为两组，每组分支的电流互感器二次并联，两组分别并联后的二次绕组仍可按照环流法构成差动保护。

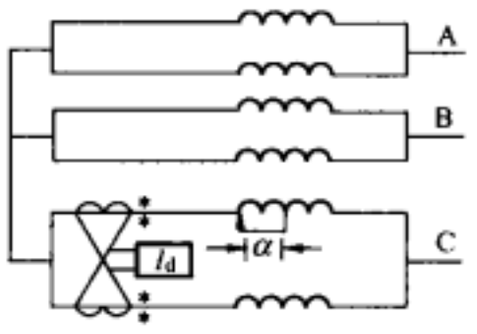


图 14.5-5 裂相横差保护

发电机正常运行时，两个分支绕组电动势相等，分支中负荷电流也相等。当某一分支匝间短路时（图 14.5-5 中 C 相所示），由于两个分支间存在电动势差而产生环流，此环流进入差动回路，大于动作电流时保护动作。但当短路匝较小时，保护有死区。同样，当匝间短路发生在同相的两个不同分支之间时，由于两分支的电动势差也会产生差动动作电流。但在两分支的等电势点上发生匝间短路时，也存在保护死区。

裂相横差保护采用比率制动特性，每相均装设差动继电器，整定计算如下。

（1）最小动作电流 $I_{op.0}=K_{rel}(I'_{unb.1}+I'_{unb.2})$，其中 K_{rel} 为可靠系数，取 1.3～1.5；$I_{op.0}$ 由负荷工况下最大不平衡电流确定，由两部分组成，$I'_{unb.1}$ 为负荷工况时两互感器幅值误差造成的不平衡电流，一般选为 $I'_{unb.1}=0.06I_{2n}$，I_{2n} 为互感器二次额定电流，$I'_{unb.2}$ 为由于定子与转子间气隙不同，使各分支定子绕组电流不同而产生的不平衡电流。以上不平衡电流可在发电机满载工况下通过实测得到，可初选为 $I_{op.0}=(0.15\sim0.30)I_{gn}/n_{TA}$。

(2) 比率制动特性拐点电流为 $I_{res.0} \leqslant (0.8 \sim 1.0) I_{gn}/n_{TA}$。

(3) 最大制动系数为 $K_{res.max} = K_{rel} K_{ap} K_{cc} K_{er}$，式中各系数与式 (14.5-1) 相同，一般可取为 $K_{res.max} = 0.5 \sim 0.6$。

由于不平衡电流中各个因素的影响，裂相横差保护的最小动作电流 $I_{op.0}$ 和最大制动系数 $K_{res.max}$ 均较大。裂相横差保护对定子绕组相间短路和匝间短路有保护作用，并能反应分支开焊故障，在大型水轮发电机上得到较多应用。

2.2.2 纵向零序电压型定子绕组匝间短路保护

定子绕组发生匝间短路时，均会出现纵向不对称，产生纵向零序电压。通过装设专用电压互感器，互感器一次中性点与发电机中性点直接相连，而不允许再接地，在互感器开口三角形绕组取得纵向零序电压。参见图 14.5-6。

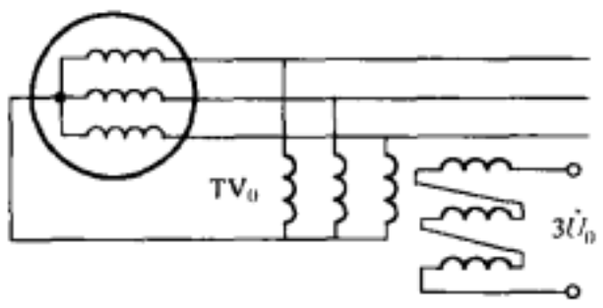


图 14.5-6 纵向零序电压保护

发电机正常运行和外部相间短路时，无纵向零序电压，发电机内部或外部发生单相接地时，虽然一次系统中对地出现零序电压，但三相对中性点的电压是对称的，所在一次绕组上也没有零序电压。当发电机内部匝间短路或发生对中性点的各种不对称相间短路，以及发生分支绕组开焊故障时，将出现纵向零序电压。保护动作判据为：$|3\dot{U}_0| \geqslant U_{0.op}$，其中 $3\dot{U}_0$ 为定子绕组纵向零序电压二次值，$U_{0.op}$ 为保护动作电压定值，按下式计算：

$$U_{0.op} = K_{rel} \sqrt{(3U'_{0.unb.1})^2 + (3U'_{0.unb.3}/K_3)^2}$$

$3U'_{0.unb.1}$ 和 $3U'_{0.unb.3}$ 为发电机正常运行时互感器不平衡零序电压的基波和三次谐波，由于三次谐波可能较大，保护需要性能良好的三次谐波滤过器，三次谐波滤过比 $K_3 \geqslant 80$，可靠系数 K_{rel} 一般取 1.3～1.5，可初选为 $U_{0.op} = 2 \sim 3V$。

由于纵向零序电压保护的动作电压定值整定较低，在外部短路时有可能误动作，因此可增设负序方向元件 P_2 或故障分量负序方向元件 ΔP_2，用于区分发电机内部短路与外部不对称短路，负序方向元件采用动合触点，与 $3U_0$ 元件构成与门出口。常规保护在外部短路故障切除时，由于 P_2 元件返回快可能造成保护误动作，因此要求保护增加 0.1～0.2s 延时出口。纵向零序电压保护还设有电压互感器断线闭锁元件，防止保护误动作。

纵向零序电压匝间保护灵敏度较高，当发电机中性点只有三个引出端，无法采用单元件横差保护时，可以采用这种保护，该保护在国内得到应用。

2.2.3 故障分量负序方向保护

负序功率方向可以明确区分发电机内部或发电机外部的不对称故障，当发电机内部定子绕组相间短路、匝间短路及分支开焊故障，一般均为不对称故障，负序功率由发电机流出，当外部系统发生不对称短路、非全相运行或负荷三相不对称时，负序功率由系统流入发电机。但是实际系统中由于负荷不对称、频率偏移等也会有负序分量而影响到保护的灵敏度。

采用故障分量的负序功率方向保护，能够克服不平衡负荷电流的影响，改善保护灵敏度。其动作判据为

$$\Delta P_2 = 3R_e[\Delta\dot{U}_2 \Delta \dot{I}_2^* e^{i\phi_{sen.2}}] \geqslant \epsilon_{P_2} \qquad (14.5\text{-}2)$$

式中：$\Delta\dot{U}_2$、$\Delta\dot{I}_2$ 为故障分量负序电压和电流，$\Delta \dot{I}_2$ 为 $\Delta\dot{I}_2$ 的共轭相量；$\phi_{sen.2}$ 为负序方向灵敏角，$\phi_{sen.2} \approx 75° \sim 85°$；$\epsilon_{P_2}$ 为故障分量负序方向保护的功率阈值，发电机内部故障时，$\Delta P_2 \approx 0.1\%$，实际整定中，选取 $\epsilon_{P_2} \approx 0.01 P_{gn}$；故障分量负序电压和负序电流应满足启动条件 $\Delta U_2 > 1\% U_{gn}$，$\Delta I_2 > 3\% I_{gn}$；P_{gn}、U_{gn}、I_{gn} 分别为发电机功率、电压和电流的额定值。

故障分量负序方向保护在 TV 或 TA 断线时不会误动，但在发电机并网前由于 $\Delta I_2 = 0$，保护失去作用，此时可增设 ΔU_2 等辅助判据。

故障分量负序方向保护主要用于发电机中性点只引出三个端子而无法装设单元件横差保护，以及没有专用 TV 不能装设纵向零序电压保护的情况，作为定子绕组内部匝间故障的保护。

3 发电机定子绕组单相接地保护

3.1 发电机中性点接地方式与定子绕组单相接地保护要求

定子绕组单相接地故障一般是由定子线圈与铁芯之间的绝缘损坏引起的。大型发电机组定子绕组对地电容较大，发生接地故障时，接地电容电流比较大，可能使定子铁芯烧坏，故障点会出现局部弧光过电压，可能导致发电机绕组的多点绝缘损坏，使得故障扩展成为危害更大的相间或匝间短路故障。

发电机定子绕组单相接地故障时，接地电容电流不应超过发电机制造厂的规定值，或者规程规定的允许接地电流值（表 14.5-1），以确保定子铁芯不被烧伤。

表 14.5-1 发电机单相接地电流允许值

发电机额定电压 (kV)	发电机额定容量 (MW)	接地电流允许值 (A)
6.3	≤50	4
10.5	汽轮发电机 50～100	3
	水轮发电机 10～100	
13.8～15.75	汽轮发电机 125～200	2①
	水轮发电机 40～225	
18～20	300～600	1

① 对氢冷发电机为 2.5A。

发电机中性点接地方式主要有中性点不接地、中性点经消弧线圈接地和中性点经高阻接地（中性点经配电变压器二次接小电阻接地）几种方式。对于机组容量相对不大的发电机采用中性点不接地方式。对于大型发电机采用中性点经消弧线圈接地方式，通过消弧线圈的电感电流补偿发电机电容电流，使单相接地故障电流限制在规定限值内。国外引进的大型发电机组很多采用中性点经高阻接地方式，主要为限制发电机单相接地时过高的暂态过电压，但也使接地故障电流增大，单相接地时保护应尽快动作于跳闸。

发电机单相接地故障时，当机端单相金属性接地电容电流 I_C 小于允许值时，发电机中性点应不接地，保护带时限动作于信号。若 I_C 大于允许值，宜以消弧线圈（欠补偿）接地，补偿后残余电流小于允许值时，保护带时限动作于信号；但当消弧线圈退出运行或由于其他原因使残余电流大于允许值，保护应切换为动作于停机。发电机中性点经高阻接

地时，接地故障电流增大（大于$\sqrt{2}I_c$），一般均将大于允许值，保护应带时限动作于停机。

3.2 零序电流保护

对直接连接于母线上的发电机，可以采用装设于发电机端部的专用零序电流互感器，构成零序电流保护，该保护需要躲过外部单相接地时发电机本身的电容电流和变流器产生的最大不平衡电流。定子绕组中性点附近接地时，保护存在一定死区。这种保护主要用于小型发电机。

3.3 基波零序电压型定子绕组单相接地保护

理论分析表明，当定子绕组在距中性点α处发生单相金属性接地故障时，故障点基波零序电压为：$U_0=\alpha E_n$，E_n为发电机额定相电动势；α为故障点距中性点的绕组占全部绕组匝数的百分数；基波零序电压U_0既是故障点零序电压，也是定子绕组上任一点的零序电压。

零序电压可取自发电机机端TV的开口三角绕组或中性点TV二次值（图14.5-8）。基波零序电压二次$3U_0$随接地点位置α的变化如图14.5-7所示。在靠近中性点附近发生单相接地时，零序电压很小，在机端发生单相接地时，零序电压二次值最大为100V。基波零序电压保护动作判据为：$3U_0 \geqslant U_{op}$。

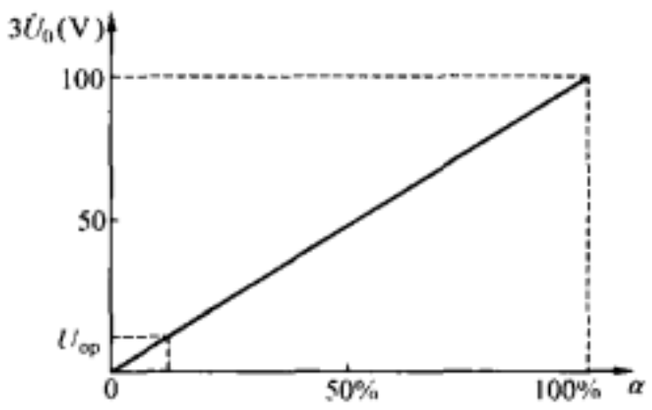


图14.5-7 $3U_0$与α变化关系

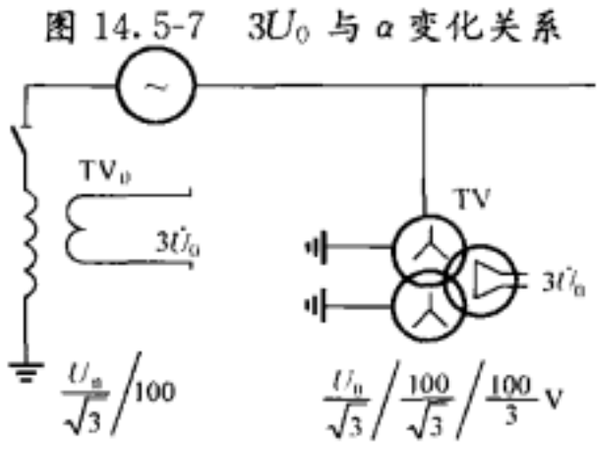


图14.5-8 定子绕组单相接地保护

保护动作电压U_{op}按躲过正常运行时电压互感器输出的最大不平衡电压$U'_{unb.max}$整定，即$U_{op}=K_{rel}U'_{unb.max}$，其中可靠系数$K_{rel}$取1.2～1.3。由于不平衡电压含有较大的发电机三次谐波零序电压，需要增设三次谐波滤过器。保护动作电压整定值可取5%～10%的额定二次电压值，一般为$U_{op}=5\sim10$V。保护还需校核系统高压侧接地短路时，通过升压变压器高低压绕组间的电容耦合传递到发电机侧的零序电压，如果可能引起基波零序过电压保护误动作，则应从动作电压整定值及延时两方面与系统接地保护配合。基波零序电压保护一般能够保护85%以上的定子接地故障，中性点部分有一定死区。定子绕组单相接地保护在接地电流小于允许值情况下，可仅发信号。对于大型机组，接地保护发信后，应迅速转移负荷、实现平稳停机检修。

3.4 三次谐波电压定子绕组单相接地保护

3.4.1 100%定子绕组单相接地保护

对于大容量发电机，由于机组振动较大引起的机械损伤或水冷机组的漏水，可能使中性点附近绕组发生接地故障，因此应装设能反应100%定子绕组接地的保护。100%定子接地保护一般由两部分组成，第一部分是3.3介绍的基波零序电压保护，它能保护到85%以上的定子绕组接地，第二部分由三次谐波电压或叠加电源原理等构成，用来消除零序电压保护不能保护的死区，共同构成100%定子接地保护。

3.4.2 发电机三次谐波电势分布特点

由于发电机气隙磁通密度非正弦分布和铁磁饱和影响，定子绕组中感应的相电动势中有三次谐波电动势。设发电机三次谐波电动势为E_3，发电机中性点和机端三次谐波电压分别以U_{N3}和U_{S3}表示，在发电机正常运行，中性点不接地或经消弧线圈接地时，中性点对地三次谐波等值阻抗大于机端对地三次谐波等值阻抗，因此有$U_{N3}>U_{S3}$。当发电机定子绕组在距中性点α处发生金属性单相接地故障时，无论中性点是否接有消弧线圈，总有$U_{N3}=\alpha E_3$和$U_{S3}=(1-\alpha)E_3$，图14.5-9所示为中性点电压U_{N3}和机端电压U_{S3}随故障点α的变化曲线。因此可得$U_{S3}/U_{N3}=(1-\alpha)/\alpha$，当$\alpha<50°$时，有$U_{S3}>U_{N3}$。

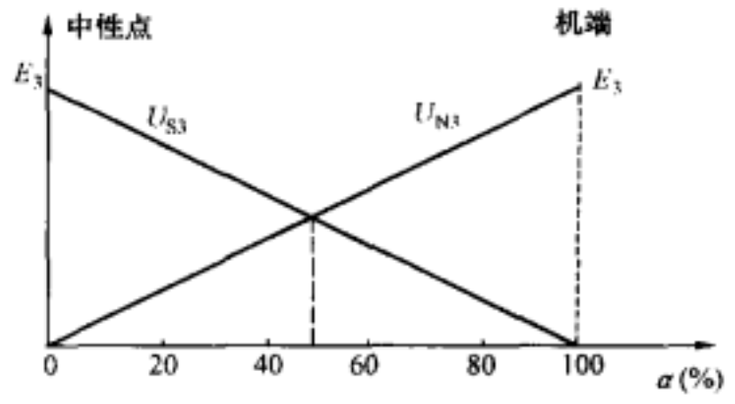


图14.5-9 U_{S3}、U_{N3}随故障点α变化曲线

三次谐波电压构成的100%定子接地保护，利用机端三次谐波电压作为动作量，中性点三次谐波电压为制动量，即$U_{S3}\geqslant U_{N3}$为动作条件，当中性点附近发生接地故障时，保护能够灵敏动作，保护可以反应距中性点大约50%范围以内的单相接地故障，当经过过渡电阻接地时，保护的范围会有所减小。

3.4.3 三次谐波电压型定子绕组单相接地保护

三次谐波电压定子接地保护主要有以下动作判据。

(1) $|\dot{U}_{S3}/\dot{U}_{N3}|>\alpha$。其中$\alpha$为动作阈值，通过实测得到发电机正常运行时的最大三次谐波电压比值α_0，则取$\alpha=(1.05\sim1.15)\alpha_0$。或根据发电机定子绕组对地电容和中性点对地三次谐波阻抗的大小，计算得到α_0。发电机中性点不接地或经消弧线圈接地时有$\alpha_0\leqslant1$，发电机经配电变压器高阻接地时则有$\alpha_0>1$。该判据调试简单，但动作灵敏度不够高。

(2) $|\dot{U}_{S3}-\dot{K}_p\dot{U}_{N3}|>\beta|\dot{U}_{N3}|$。式中左侧为动作量，通过调整系数$\dot{K}_p$，使发电机正常运行时动作量最小，然后调整系数$\beta$，使制动量$\beta|\dot{U}_{N3}|$在正常运行时恒大于动作量，一般可取$\beta$=0.2～0.3。该判据在保证正常运行时保护不误动下，使β显著降低，既提高了保护灵敏度，又具有较高的防误动能力。该判据调整复杂，但灵敏度较高。微机保护能够实时跟踪发电机运行工况变化，从而实时修正调整系数$\dot{K}_p$，使发电机在各种正常工况下动作量均最小，这时可取β=0.1～0.15，使保护灵敏度有更大提高，也克服了保护调整复杂的缺点。100%定子绕组单相接地保护中的三次谐波部分一般只动作于信号。

3.5 外加交流电源式定子绕组单相接地保护

外加交流电源式定子绕组单相接地保护，不仅能够检测

发电机正常运行状态下单相接地，而且在发电机停运、启动和停机过程中同样能够保护单相接地故障。

目前现场应用的这种保护主要有外加 12.5Hz 电源方案和外加 20Hz 电源方案（见图 14.5-10）。外加电源可由发电机中性点变压器或发电机端 TV 开口三角绕组注入，当发电机定子绕组发生接地故障，定子回路零序阻抗大大减小，接地变压器与发电机接地点之间形成 20Hz 电流回路，使流经保护元件的电流 I_{SEF} 增大，从而检测到发电机定子故障。装置根据检测到的定子接地电阻不同大小，保护分为一段报警，二段跳闸。

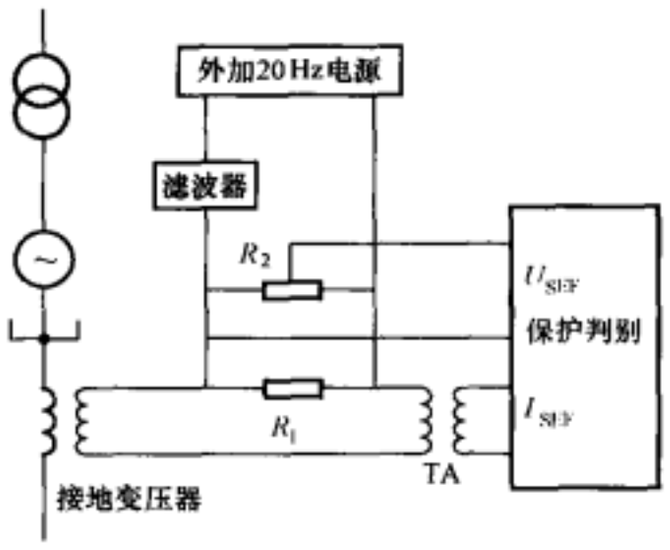


图 14.5-10 外加 20Hz 电源定子接地保护

4 发电机励磁回路接地保护

4.1 励磁回路故障及保护要求

发电机励磁回路绝缘破坏会造成转子绕组匝间短路和励磁回路的接地故障。当励磁回路发生一点接地时，对发电机不会造成直接危害。若再发生第二点接地故障，由于励磁绕组被部分短接，将可能烧伤转子本体，使气隙磁通失去平衡而引起机组剧烈振动，还可能使汽轮机汽缸和轴系磁化。1MW 及以上发电机应装设专用的转子一点接地保护装置，延时动作于信号，宜减负荷平稳停机，有条件时可动作于程序跳闸。

目前国内对于 1MW 以上水轮发电机，都装设一点接地保护，动作于信号，不装设两点接地保护。中小型汽轮发电机仅装设定期检测的绝缘检查电压表和正常不投入运行的两点接地保护，当一点接地告警后再投入两点接地保护装置，两点接地后保护经延时停机跳闸。转子水内冷汽轮发电机和 100MW 及以上汽轮发电机，均装设一点接地保护，转子一点接地后保护方式有两种，一是发生一点接地后保护动作于发信或跳闸，另一种是发生一点接地后投入两点接地保护，两点接地保护动作于跳闸。国外转子接地保护均不区分一点接地还是两点接地，只是根据接地电阻大小来确定是跳闸还是发信号。

4.2 励磁回路一点接地保护及其特点

以下为典型的几种励磁回路一点接地保护。

（1）叠加交流电源方式。将交流电压经过隔直耦合电容叠加到励磁绕组一端与地之间，继电器串联接入这一交流回路中，当励磁回路一点接地时，流过继电器的电流增大使保护动作。由于大机组励磁回路对地电容较大，保护受发电机对地分布电容的影响，灵敏度不高，一般适用于中小型机组。

（2）叠加直流电源方式。将交流电源经全波整流后的直流电压，经由一继电器加到励磁绕组的负端与地之间，励磁绕组一点接地后流过继电器的电流增加，保护动作。这种保护可以消除死区，对停运发电机也能起保护作用，并且其灵敏度不受励磁回路对地电容的影响，可适用于各类发电机。但双水内冷发电机对地绝缘电阻不高，其使用受到影响。

（3）测量励磁绕组对地导纳的一点接地保护。通过外加工频交流电源，经补偿电感和隔直电容加于励磁绕组与地之间构成测量回路，直接测量励磁回路的对地绝缘电导。保护的动作特性为相应于反应励磁回路绝缘电阻大小的保护整定值，所对应的对地测量导纳圆，当励磁绕组对地绝缘下降到小于整定值时，或发生接地故障时，对地导纳增大进入圆内，励磁回路一点接地保护动作，保护具有不受接地位置影响的较高灵敏度，理论上与励磁绕组对地电容无关，没有保护死区，还能反应励磁回路绝缘水平均匀下降情况，适用于大容量发电机。但实际由于继电器回路中存在感性或容性电抗，整定调试不精确，使保护受接地电容的影响。保护动作定值还受电刷与大轴间的接触电阻影响。如果动作电阻整定值太大，将出现定值不稳定现象，保护整定值应小于 10kΩ，一般取 5kΩ 左右。

（4）外加交变方波的转子接地保护。外加方波电压通过耦合电容和电阻加到励磁回路，再经励磁绕组对地电阻和电容构成回路，通过检测方波稳态电压正负方波的幅值变化，接地电阻与其成反比而准确计算出接地电阻的大小。该保护能很好地消除转子对地电容的影响，还能消除直流干扰电压的影响，在发电机停运和起停机过程中能起到保护作用，适用于大型发电机变压器组保护。

4.3 切换采样原理一点接地保护

切换采样原理是微机保护常用原理，其中一种保护方案如图 14.5-11 所示，图中 E 为励磁回路直流电动势，R_f 为励磁绕组 K 点接地时的过渡电阻，接地点 K 将转子绕组分为 α 和 $1-\alpha$ 两部分，四个高阻电阻（约 10kΩ）和一个量测电阻 R_1（约 200Ω）组成采样网络，S1 和 S2 为微机控制的静态电子开关。

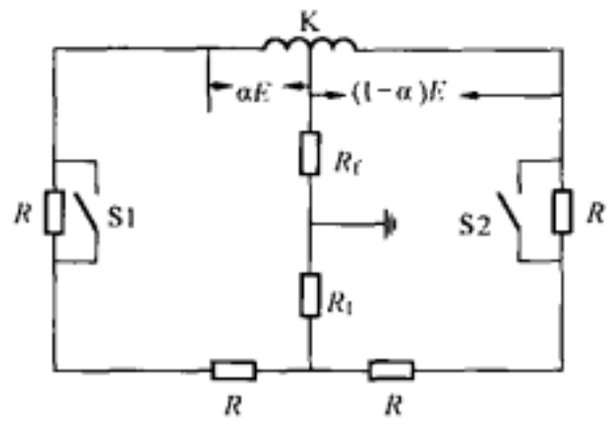


图 14.5-11 切换采样原理图

两个电子开关 S1、S2 轮流接通。当 S1 接通，S2 断开时，可列出对应网络的一组回路方程，并实测得到励磁回路电动势 E 和电阻 R_1 上量测电压 U_1；当 S2 接通，S1 断开时，可列出相应网络的另一组回路方程，并得到此时励磁回路电动势 E' 和 R_1 上电压 U_1'。通过联立解这二组回路方程，即可计算出故障点接地电阻值 R_f 和一点接地故障位置 α，当 $R_f \leqslant R_{f.op}$ 时保护动作，过渡电阻整定值 $R_{f.op}$ 一般可取为 5～50kΩ 或更大值。

切换采样原理一点接地保护还有其他一些类似方案。该保护无需外加电源，灵敏度较高，灵敏度与接地位置无关，保护不受转子绕组对地电容和励磁电势变化的影响，但在发电机停运和起停机过程中无保护作用。另外还有采用叠加直流电压并结合切换采样式原理，克服了传统保护中绕组正负极灵敏度不均匀的缺点，在发电机启停过程中也能起到保护作用。

4.4 转子两点接地保护简介

(1) 直流电桥原理。在中小型汽轮发电机上一直沿用，当一点接地发生后，重新调整电桥平衡，再投入作为两点接地保护。其构成简单，但保护有一定死区，由于转子回路中存在着50Hz及高次谐波电压，需要采取措施消除其影响。

(2) 检测定子电压二次谐波两点接地保护。当励磁绕组两点接地或匝间短路时，气隙磁场对称性受到破坏，在定子绕组中感应出二次谐波及其它偶次谐波电压，利用定子电压二次谐波含量，可实现转子两点接地及匝间短路的保护。

(3) 切换采样原理。在发生一点接地后，可以计算得到一点接地的过渡电阻 R_f 和 α 值，此后保护继续按照原方法进行计算，当检测到 R_f 和 α 有新的变化时，根据其变化大小确认为二点接地故障。

目前，仍缺少选择性好、灵敏度高，经常投运且运行经验成熟的励磁回路两点接地保护装置。

5 发电机失磁保护

5.1 失磁保护要求

发电机失磁通常是指发电机励磁异常下降或励磁完全消失的故障。发电机失磁后将对电力系统和发电机均产生很大影响。因此，对于不允许失磁运行的发电机及失磁对电力系统有重大影响的发电机应装设专用失磁保护。

汽轮发电机失磁后，异步功率较大，调速比较灵敏，可在很小的转差下异步运行一段时间。只有当系统电压低于允许值时，为防止电压崩溃可将汽轮发电机解列切除；当发电机母线电压低于厂用电稳定运行要求的电压时，将发电机解列并切换厂用电；对有条件的机组，首先应考虑采取切换励磁电源、迅速降低原动机出力等措施，随即查找和消除失磁原因，避免不必要的事故停机，仅在运行时间接近失磁允许运行时限时动作于程序跳闸。对于水轮发电机，由于异步功率较小，调速器不灵敏，失磁异步运行吸收无功功率大，机组振动大，水轮发电机一般不允许失磁以后继续运行。

5.2 失磁保护主要判据

5.2.1 失磁保护主判据

5.2.1.1 逆无功判据

对于图14.5-12所示发电机与无穷大系统并列运行情况，$\dot{E}_0$ 为发电机定子绕组电动势，$\dot{U}_F$ 为发电机端相电压，$\dot{U}_S$ 为无穷大系统相电压，$\dot{I}$ 为发电机定子电流，X_d、X_q 分别为发电机纵轴和横轴同步电抗，X_S 为机端与无穷大系统间的等值系统电抗（包括升压变压器电抗），δ 为功角（$\dot{E}_0$ 和 $\dot{U}_S$ 间的夹角）。

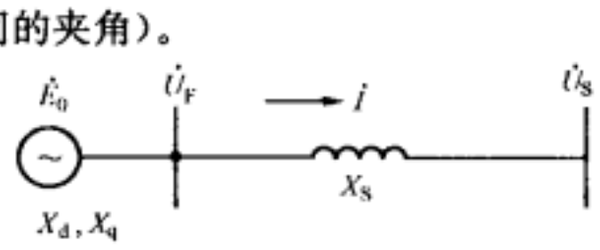


图14.5-12 单机无穷大系统

发电机从失磁到失步前，发电机发出的有功功率基本不变，发电机机端测量阻抗在阻抗平面上是一个圆方程，称为等有功阻抗圆（图14.5-13），机端测量阻抗沿等有功圆由第Ⅰ象限进入第Ⅳ象限，当越过 R 轴后，无功功率改变方向，并且在整个失磁过程中，无功始终为负值，因此可以构成以逆无功判据为主的失磁保护。逆无功元件的无功功率动作值 Q_{op} 可按 $Q_{op}=K_{rel}Q_{jx}$ 整定，其中可靠系数 K_{rel} 取1.1～1.3；Q_{jx} 为发电机允许最大进相无功功率。为保证不误动，一般整定为 $Q_{op}=0.05Q_{2gn}$，Q_{2gn} 为发电机额定二次无功功率。

5.2.1.2 机端测量阻抗判据

(1) 静稳边界阻抗判据。

发电机失磁后，随着功角 δ 不断增大，发电机将处于失去静态稳定的临界失步点(对汽轮发电机组 $\delta=90^\circ$)，此时汽轮发电机的机端测量阻抗为一个圆方程，称为静稳边界阻抗圆[图14.5-13(a)中阻抗圆1]，其圆周为发电机以不同有功功率临界失稳时的机端测量阻抗轨迹，圆内为失步区。水轮发电机($X_d \neq X_q$)的静稳边界阻抗轨迹则为滴状曲线[图14.5-13(b)中曲线1]。失磁后的发电机机端测量阻抗沿等有功阻抗圆进入第Ⅳ象限后，进一步进入静稳边界阻抗圆，此时发电机可能失步，出现有功功率摆动、过电流和低电压，从保障机组和系统安全角度，可将静稳边界阻抗圆作为失磁故障的判据。

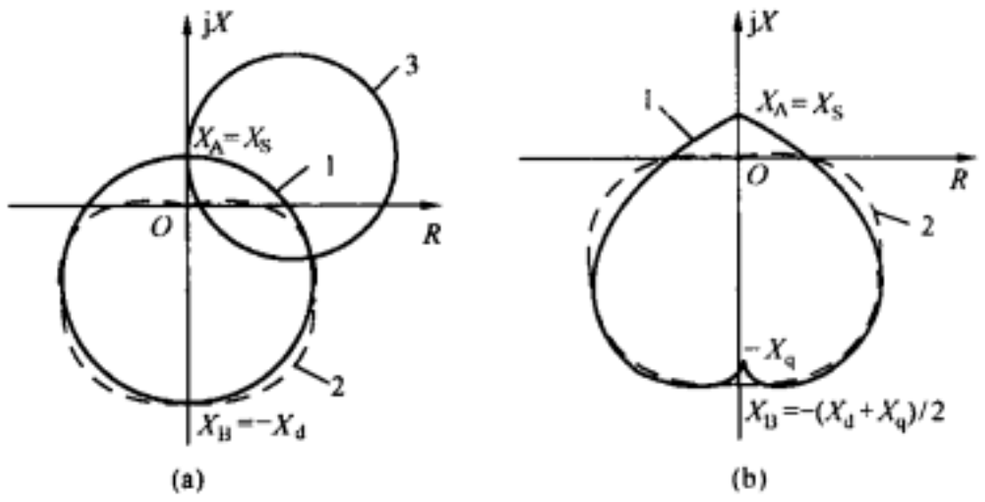


图14.5-13 静稳边界阻抗特性

(a) 隐极式发电机；(b) 凸极式发电机

1—静稳边界阻抗圆（轨迹）；2—准静稳极限阻抗苹果圆；3—等有功阻抗圆

静稳边界阻抗圆包括了第Ⅰ、Ⅱ象限的动作区，易在系统振荡及短路等非失磁故障下造成误动，因此，可以将特性改为准静稳极限阻抗苹果圆（图14.5-13中苹果圆2虚线所示），其特性在第Ⅲ、Ⅳ象限应尽量与静稳边界阻抗圆接近。

对于汽轮发电机，静稳边界阻抗圆的整定为 $X_A=X_S$，$X_B=-X_d$，其中 X_A、X_B 为阻抗圆的边界阻抗；准静稳极限阻抗苹果圆整定 $X_A=0$，$X_B=-X_d$，同时还需要整定苹果圆的两个圆心，使其特性与静稳边界阻抗圆接近。阻抗特性圆的整定均与系统等值阻抗 X_S 有关，X_S 可取最经常运行方式下的数值。

对于水轮发电机和 $X_d \neq X_q$ 的大型汽轮发电机，也可选择准静稳极限苹果圆阻抗特性[图14.5-13(b)中虚线2]，整定为 $X_A=0$，$X_B=-(X_d+X_q)/2$，苹果圆两个圆心的整定，应使其特性与静稳边界阻抗轨迹尽量接近。

微机保护还采用如下动作方程作为静稳边界阻抗圆：$270^\circ \geqslant \mathrm{Arg}\dfrac{Z-jX_B}{Z-jX_A} \geqslant 90^\circ$，其中，$Z$ 为机端测量阻抗，静稳极限动作特性可以由 X_A、X_B 确定，实际应用的圆特性可选择通过坐标原点，即整定为 $X_A=0$，$X_B=-(1.2\sim1.4)X_d$。

(2) 异步边界阻抗判据。

发电机失步后转入异步运行，机端测量阻抗随转差率 S 变化，对于任意一个 S 值，随 δ 变化都有一个相应的阻抗圆，当 $S=0\rightarrow-\infty$ 变化时，机端测量阻抗 $X=-X_d\rightarrow-X'_d$（X'_d 为发电机暂态电抗）变化，并形成一组阻抗圆族，其外包络线给出了发电机异步阻抗边界，称为异步边界阻抗圆

(图 14.5-14)，发电机失磁后最终将进入异步运行，因此可将异步边界阻抗判据作为失磁保护判据。

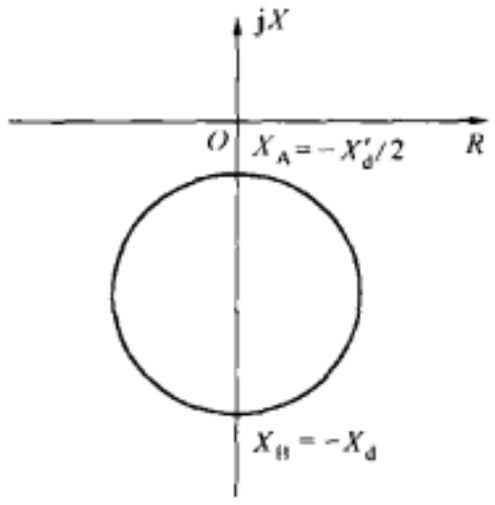


图 14.5-14 异步边界阻抗圆

异步边界阻抗圆的整定为 $X_A=-X'_d/2$，$X_B=-X_d$。异步边界阻抗圆不包括第Ⅰ、Ⅱ象限的动作区，有利于减少非失磁故障时保护的误动。但对于与系统联系薄弱的失磁发电机（X_S 较大），可能造成失磁保护的延迟动作，因此适宜于与系统联系紧密的汽轮发电机组。

5.2.1.3 静稳极限励磁低电压判据

失磁保护转子判据根据失磁后转子励磁绕组电压 U_{fd} 下降判别失磁故障。静稳极限励磁电压动作判据($U_{fd}-P$ 动作判据)是励磁电压动作值随发电机所带有功功率大小而变化的励磁电压判据，也称为变励磁电压判据，其动作电压是按照发电机在所带某一有功负荷 P 下失磁时，到达静稳极限要求所必需的最低励磁电压整定，该判据可以灵敏反应发电机在各种负荷状态下的失磁故障。

(1) 隐极发电机($X_d=X_q$)。U_{fd} 和 P 以有名值表示时，静稳极限励磁电压动作判据为：$U_{fd}\leqslant U_{fd.op}=KP$，其中 $U_{fd.op}$ 为励磁电压动作值；动作特性斜率 $K=X_{d\Sigma}U_{fd0}/S_{gn}$；$U_{fd0}$ 为发电机空载励磁电压(V)；$X_{d\Sigma}=X_d+X_S$ 为标么值；S_{gn} 为发电机额定视在功率(MVA)。动作特性如图 14.5-15 中直线 1，倾角 $\alpha=\mathrm{arctg}K$，动作特性斜率由 $X_{d\Sigma}$ 确定，其中 X_S 与系统运行方式有关，整定计算中宜按最常见的运行方式选取 X_S 值。

(2) 凸极发电机($X_d\neq X_q$)。保护动作特性近似为图 14.5-15 中直线 2，保护动作判据为：

$$U_{fd}\leqslant U_{fd.op}=0 \qquad \text{当 } 0\leqslant P\leqslant P_{fm}$$

$$U_{fd}\leqslant U_{fd.op}=K(P-P_{fm}) \qquad \text{当 } P>P_{fm}$$

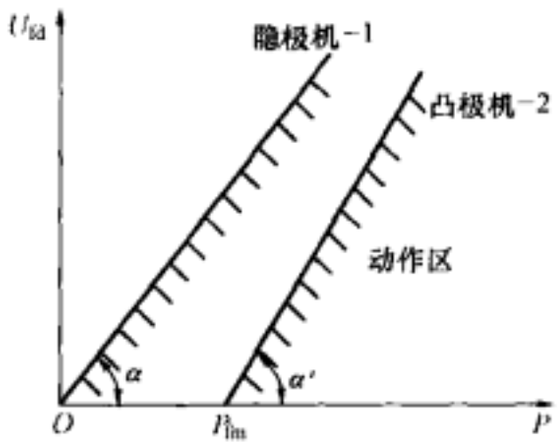


图 14.5-15 $U_{fd}-P$ 关系曲线

其中，动作特性斜率 $K=\mathrm{tg}\alpha'=\dfrac{2\cos 2\delta_{sb}}{\cos\delta_{sb}-2\sin^3\delta_{sb}}\times\dfrac{X_{d\Sigma}}{U_S}\times\dfrac{U_{fd0}}{S_{gn}}$，$\alpha'$ 为动作特性倾角，$U_S=1.0$；δ_{sb} 为静稳极限功角，一般可取 $\delta_{sb}\approx 70^\circ\sim 80^\circ$，或根据 $\delta_{sb}-K_p$ 关系曲线查得 δ_{sb} 的值；$K_p=P_0/P_{fm}$；P_0 为发电机失磁前输出有功功率；P_{fm} 为最大凸极功率，$P_{fm}=U_S^2(X_d-X_q)/(2X_{d\Sigma}X_{q\Sigma})$。

发电机静稳边界是由有功功率 P 与发电机空载电势 E_0 确定的，而静稳极限励磁低电压判据通过励磁电压 U_{fd} 反映 E_0 的变化，发电机低励失磁时，U_{fd} 可能会迅速低于对应静稳极限的整定值，而 E_0 的下降却较慢，该判据动作并不表示发电机已达到静稳极限，保护的这种超前动作，有利于运行人员及时进行处理。

5.2.1.4 系统三相低电压判据

失磁保护采用高压母线三相同时低电压判据，防止由发电机失磁故障引发无功储备不足的系统电压崩溃，动作判据为：$U_{op.3ph}\leqslant U_{h.min}$，$U_{op.3ph}$ 为三相同时低电压动作电压；$U_{h.min}$ 为高压系统最低正常运行电压。

5.2.2 失磁保护辅助判据

5.2.2.1 固定整定值转子低电压判据

为防止在外部短路、系统振荡、长线充电、自同期和电压回路断线时机端测量阻抗判据误动作，采用转子励磁电压作为辅助闭锁判据，动作电压按躲过空载运行时最低励磁电压整定：$U_{fd}\leqslant U_{fd.op}=0.8U_{fd0}$。

5.2.2.2 负序电压电流判据

用于防止发电机外部短路时，机端测量阻抗判据可能误动作，闭锁失磁保护。负序电压元件可整定为 $U_{2.op}=(0.05\sim 0.06)U_{gn}/n_{TV}$；负序电流元件为 $I_{2.op}=(1.2\sim 1.4)I_{2\infty}/n_{TA}$，$I_{2\infty}$ 为发电机长期允许负序电流。

5.2.2.3 延时元件

失磁保护设有动作于跳开发电机的延时元件，防止系统振荡时保护误动作；还有动作于励磁切换及发电机减出力的时间元件；发电机失磁允许异步运行时间元件等，详见整定计算导则。

5.3 典型失磁保护方案

图 14.5-16 是汽轮发电机失磁保护典型逻辑图，保护方案主要由系统低电压判据，机端测量阻抗判据（一般为静稳边界圆）、励磁绕组低电压判据和有功监视等判据组成。保护具有以下功能。

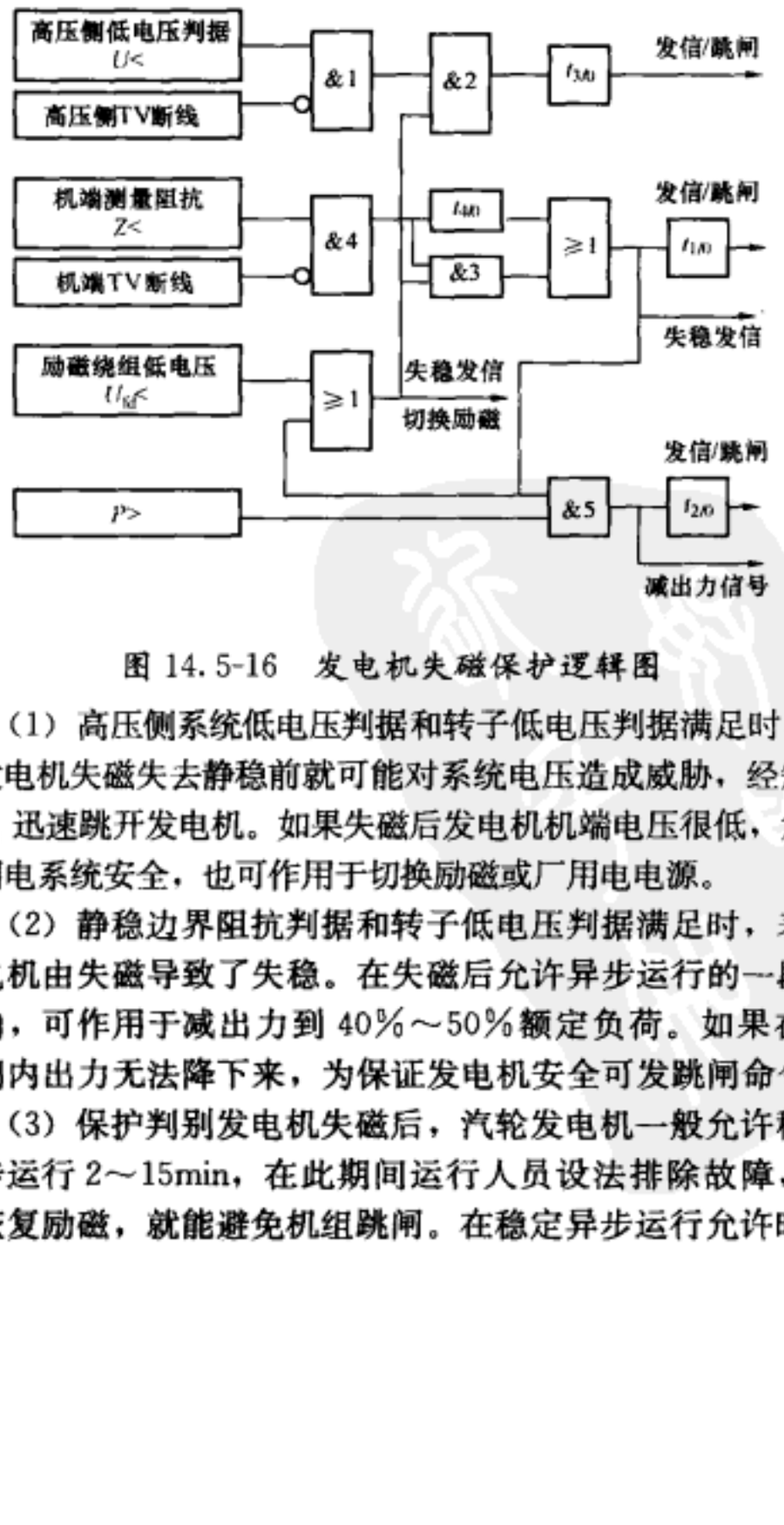


图 14.5-16 发电机失磁保护逻辑图

(1) 高压侧系统低电压判据和转子低电压判据满足时，表明发电机失磁失去静稳前就可能对系统电压造成威胁，经短延时 t_3 迅速跳开发电机。如果失磁后发电机机端电压很低，危及厂用电系统安全，也可作用于切换励磁或厂用电电源。

(2) 静稳边界阻抗判据和转子低电压判据满足时，表明发电机由失磁导致了失稳。在失磁后允许异步运行的一段时间内，可作用于减出力到 40%～50%额定负荷。如果在 t_2 时间内出力无法降下来，为保证发电机安全可发跳闸命令。

(3) 保护判别发电机失磁后，汽轮发电机一般允许稳定异步运行 2～15min，在此期间运行人员设法排除故障，如能恢复励磁，就能避免机组跳闸。在稳定异步运行允许时间

t_1 后，再发跳闸命令。为防止失磁中转子低电压判据拒动，也可由静稳边界判据经长延时 t_4 出口跳闸。

（4）转子低电压判据发失磁信号并发切换励磁命令，从而在发电机未失去稳定前及早采取措施，防止事故扩大。

对于水轮发电机，失磁后不允许异步运行，保护方案较为简单，失磁后经一小延时跳开发电机。对于无刷励磁发电机，由于无法接入转子电压，可由机端测量阻抗和逆无功判据共同判别失磁低励，同时以负序电压元件作为闭锁判据。上述失磁保护方案的设计充分体现出，发电机失磁对电力系统或发电机本身安全运行造成威胁时，应将故障发电机切除。反之，则应尽力延迟或避免切机。

6 发电机失步保护

6.1 失步保护要求

失步运行是由于发电机输出功率的较大变化或系统中出现大扰动引起发电机与系统间发生振荡，发电机失步运行时，电流、电压、有功功率和无功功率均出现大幅度波动，将会严重影响厂用电及厂用机械的稳定运行，将使定子绕组受到过热及应力的机械损伤，引发汽轮发电机的轴系扭振，甚至导致系统解列或崩溃。因此300MW及以上大型发电机宜装设失步保护。

失步保护要求只反应发电机的失步情况，应能正确区分短路与振荡，正确判定失步振荡与稳定振荡（同步摇摆），保护只应在失步振荡情况下动作，动作后一般只发信号，由系统调度部门根据当时实际情况采取解列、快关、电气制动等技术措施。只有当振荡中心位于发电机变压器组内部，或失步振荡持续时间过长，或振荡次数超过规定值时，保护动作于解列，并应保证断路器断开时的电流不超过断路器允许开断电流。保护应能判别加速失步或减速失步，根据具体情况对处于加速状态的发电机，可作用于快关汽门，降低原动机输出功率，必要时再切除部分发电机，对处于减速的发电机，应保证在发电机不过负荷条件下，快速增加原动机输出功率，必要时再切除部分负荷。

6.2 双透镜阻抗元件型失步保护

通常采用测量阻抗变化原理来构成失步保护。通过测量阻抗的变化速率及振荡中心位置来判别失步振荡，短路时测量阻抗突然变化下降为短路阻抗，而振荡时阻抗变化的速率较慢，通过整定动作区和时限的相互配合来区分短路故障及系统振荡。图14.5-17为由二个同心椭圆构成的双透镜阻抗元件失步保护。

双透镜阻抗元件由 Z_1 和 Z_2 阻抗元件构成，若测量阻抗轨迹只进入 Z_1 就返回（图中S点），则是稳定（同步）振荡，保护不动作；如果测量阻抗轨迹先后穿过 Z_1 及 Z_2，则是失步振荡，保护动作发信号；如果测量阻抗轨迹发生突变，进入 Z_1 和 Z_2 的时间差小于某一定值（图中F点），则是短路故障，保护应予闭锁。

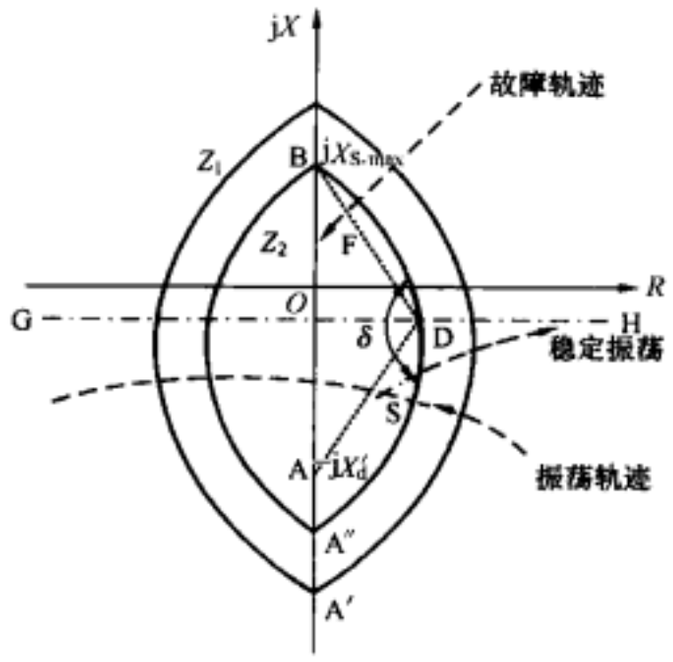


图 14.5-17 双透镜失步保护动作特性

可根据发电机动稳极限角确定 Z_2 的动作边界，取 $OA''=(1.5\sim2.0)X'_d$，$OB=X_{S.max}$（机端至系统最大联系电抗）。设两侧电动势相等，系统振荡阻抗轨迹为直线AB的垂直平分线HG，则 $\angle BDA=\delta_{db}$ 为动稳极限角（一般为120°～140°），由B、D、A″点可构成阻抗特性 Z_2。Z_1 与 Z_2 为同心圆，两者直径之比为1.2～1.3。设振荡轨迹进入 Z_1 与 Z_2 时的功角分别为 δ_1 和 δ_2，则阻抗元件 Z_1、Z_2 动作时间差可整定为 $t_{op}=T_{min}(\delta_2-\delta_1)/360°$，$T_{min}$ 为系统最小振荡周期，当阻抗元件 Z_1、Z_2 动作时间差大于 t_{op} 时判定为失步振荡。

6.3 微机双遮挡器特性失步保护

图14.5-18为微机保护中典型的一种具有双遮挡器动作特性的失步保护，忽略线路电阻时，$X_A=-X'_d$，$X_B=X_S+X_T$，X'_d 为发电机暂态电抗；X_S 为系统电抗，X_T 为变压器电抗。电阻线 R_1、R_2、R_3、R_4 将阻抗平面分为0～4共5个区。正常运行时，机端测量阻抗大于 R_1。加速失步时测量阻抗从右至左依次穿过电阻线 $R_1\rightarrow R_4$；减速失步时测量阻抗轨迹从左至右依次穿过 $R_4\rightarrow R_1$，当测量阻抗在每个区内停留时间大于相应最小停留整定时间，保护判断为失步，发出加速失步或减速失步信号，作用于降低或提高原动机出力。如果振荡仍未平息，且机端测量电抗小于变压器电抗 X_T，表明振荡中心落在发变组内部，则进行滑极（失步周期）计数，当累计达到一定值，失步保护出口跳闸。如果测量阻抗在任一区内停留时间小于相应整定时间，并在某一区内永久停留，则判为短路发生。如果测量阻抗轨迹穿越部分区域后以相反方向返回，则判断为可恢复的稳定振荡。

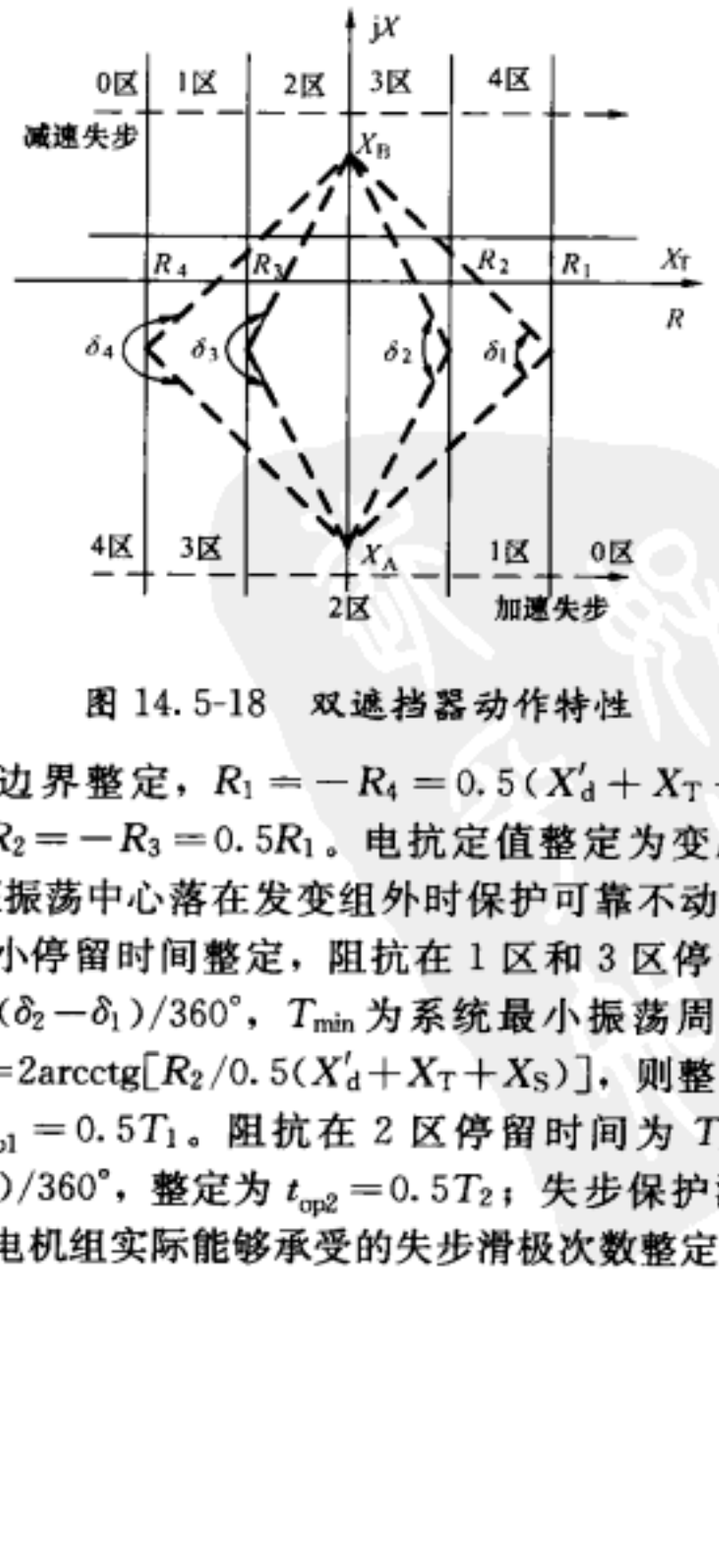


图 14.5-18 双遮挡器动作特性

电阻边界整定，$R_1=-R_4=0.5(X'_d+X_T+X_S)\text{ctg}(\delta_1/2)$，$R_2=-R_3=0.5R_1$。电抗定值整定为变压器电抗 X_T，保证振荡中心落在发变组外时保护可靠不动作。阻抗在各区最小停留时间整定，阻抗在1区和3区停留时间为 $T_1=T_{min}(\delta_2-\delta_1)/360°$，$T_{min}$ 为系统最小振荡周期，$\delta_1=120°$，$\delta_2=2\text{arcctg}[R_2/0.5(X'_d+X_T+X_S)]$，则整定最小停留时间 $t_{op1}=0.5T_1$。阻抗在2区停留时间为 $T_2=2T_{min}(180°-\delta_2)/360°$，整定为 $t_{op2}=0.5T_2$；失步保护滑极次数可根据发电机组实际能够承受的失步滑极次数整定，一般整定为2。

7 转子表层负序过负荷保护

电力系统中发生不对称短路或三相负荷不对称时，将有负序电流流过发电机定子绕组，从而在转子中产生倍频电流，将会引起转子局部过热和损伤，还可能引起转子大轴和机座的振动，造成发电机严重损坏。大型发电机要求装设比较完善的负序电流保护，防止发电机转子遭受负序电流的损伤。

7.1 发电机承受负序电流的能力

发电机承受负序电流能力可分为长期和短期承受负序电流的能力。发电机长期允许的负序电流 $I_{2\infty}$，以额定电流 I_{gn} 为基值的标么值表示时，通常水轮发电机 $I_{2\infty}$ 不超过 12%，汽轮发电机连续运行时 I_2/I_{gn} 最大允许值参见表 14.5-2。发电机短时承受负序电流能力，假定发电机转子为绝热体，则不使转子过热所允许的负序电流 I_{2*}（标么值）和时间的关系为 $I_{2*}^2 \cdot t \leqslant A$，$A$ 为发电机短时负序转子过热常数，其值应由制造厂家提供的转子表层允许负序过负荷能力确定。表 14.5-2 给出了规定的汽轮发电机故障运行时 $(I_2/I_{gn})^2 t$ 的最大允许值。对于间接冷却式凸极发电机（如水轮发电机）或调相机，其参考值为 $A=40$。

表 14.5-2 汽轮发电机连续运行时 I_2/I_{gn} 及故障运行时 $(I_2/I_{gn})^2 t$ 最大值

电机型式		连续运行时的 I_2/I_{gn} 最大值	故障运行时的 $(I_2/I_{gn})^2 t$ 最大值(s)
间接冷却的转子绕组	空冷	0.1	15
	氢冷	0.1	10
直接冷却（内冷）转子绕组	$S_{gn} \leqslant 350$MVA	0.08	8
	350MVA$<S_{gn}\leqslant$900MVA	$0.08-\frac{S_{gn}-350}{3\times10^4}$	$8-0.005\,45(S_{gn}-350)$
	900MVA$<S_{gn}\leqslant$1250MVA	$0.08-\frac{S_{gn}-350}{3\times10^4}$	5
	1250MVA$<S_{gn}\leqslant$1600MVA	0.05	5

注 S_{gn} 为发电机额定容量，MVA。

7.2 定时限负序过负荷和负序过电流保护

50MW 及以上 A 值大于 10 的发电机，应装设定时限负序过负荷保护，并与负序过电流保护组合，构成防止转子过热保护和作为发电机的后备保护。目前较广泛应用的是两段式定时限负序过电流保护。

负序过负荷保护，其动作电流 $I_{2.g1}$ 按躲过发电机长期允许的负序电流允许值，并躲过最大负荷下负序不平衡电流值整定，一般可取为 $I_{2.g1}=0.1I_{2n}$，I_{2n} 为发电机额定电流二次值，保护经 5～10s 动作于发信。

负序过电流保护，其动作电流 $I_{2.g2}$ 按照发电机转子发热条件，即短时间允许的负序电流，并与相邻元件的负序过电流保护或后备保护相配合整定，一般为 $I_{2.g2}=(0.5\sim0.6)I_{2n}$，保护动作时间按与相邻元件后备保护时间配合，一般经 3～5s 动作于跳闸。两段式定时限负序过电流保护主要用于小型发电机、A 值较大的表面冷却汽轮发电机和水轮发电机。

7.3 转子表层负序过负荷保护

转子表层负序过负荷保护适用于 100MW 及以上 A 值小于 10 的发电机，特别是大型内冷式汽轮发电机，保护由定时限过负荷和反时限过电流二部分组成。

(1)负序定时限过负荷保护。动作电流按发电机长期允许的负序电流 $I_{2\infty}$ 下能可靠返回的条件整定：$I_{op}=K_{rel}I_{2\infty}I_{gn}/K_r n_{TA}$，其中可靠系数 K_{rel} 取 1.2，返回系数 $K_r=0.85\sim0.95$，保护延时动作于信号。

(2)负序反时限过电流保护。保护动作特性由制造厂提供的转子表层允许负序过负荷能力确定，也可参考表 14.5-2 中汽轮发电机转子负序过热允许值。

发电机短时承受负序过电流倍数与允许持续时间关系为：$t=A/(I_{2*}^2-I_{2\infty}^2)$，该式为考虑转子散热效应的发电机允许的负序电流特性，I_{2*} 为发电机负序电流标么值；$I_{2\infty}$ 为发电机长期允许负序电流标么值，表示发电机发热同时的散热效应系数。负序反时限过电流保护动作特性见图 14.5-19。

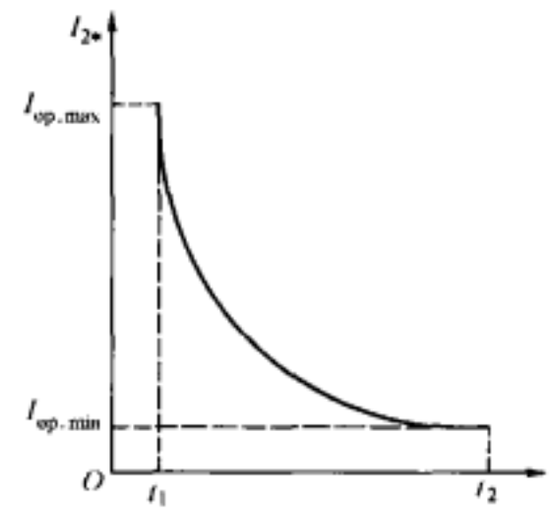


图 14.5-19 反时限不对称过负荷保护动作特性

反时限动作特性由上限定时限、反时限和下限定时限三部分组成。当负序电流大于上限电流定值 $I_{op.max}$ 时按上限动作时间 t_1 动作；当低于下限反时限起动电流定值 $I_{op.min}$ 时，按下限动作时间 t_2 动作；如果负序电流在上下限定值之间时，按反时限特性动作。$I_{op.max}$、$I_{op.min}$ 及相应的动作时间整定参见整定计算导则。

负序反时限过电流保护一般不考虑在灵敏系数和时限方面与其它相间短路保护相配合，保护动作于解列或程序跳闸。

8 发电机后备保护

后备保护是作为发电机外部相间短路故障和作为发电机主保护的后备。中小型发电机只装设一套主保护，应该配置相应的后备保护作为近后备或远后备，使其对所连接高压母线和相邻线路的相间短路故障具有必要的灵敏度。大型发电机变压器组要求配置双重化主保护，并有比较完善的后备保护，有必要作为高压母线的后备，但一般不考虑作相邻线路的远后备。

8.1 过电流保护

主要装设于 1MW 及以下与其它发电机和电力系统并列运行的发电机上。动作电流按躲过发电机最大负荷电流且保护可靠返回整定。灵敏系数按发电机出口短路校验，发电机变压器组的灵敏系数按变压器高压侧出口短路校验，要求 $K_{sen}\geqslant1.2$。

8.2 复合电压起动的过电流保护

适用于 1MW 以上发电机。是由负序电压和相间电压共

同起动的过电流保护。过电流元件动作电流按发电机额定电流整定。灵敏系数校验和要求与以上(1)中所述相同。

低电压元件动作电压，汽轮发电机按躲过电动机自起动和发电机失磁异步运行的最低电压整定，$U_{op}=0.6U_{gn}/n_{TV}$。水轮发电机不允许失磁运行，$U_{op}=0.7U_{gn}/n_{TV}$，U_{gn}为发电机额定电压，n_{TV}为电压互感器变比。要求灵敏系数$K_{sen}\geqslant 1.2$。负序电压元件按躲过正常运行时最大不平衡电压整定，$U_{2.op}=(0.06\sim 0.08)U_{gn}/n_{TV}$。要求灵敏系数$K_{sen}\geqslant 1.5$。

8.3 负序过电流和单相式低压起动过电流保护

也称为复合过电流保护，常用于50MW及以上发电机。

负序过电流元件动作电流按防止负序电流导致转子过热损坏整定，一般为$I_{2.op}=(0.5\sim 0.6)I_{gn}/n_{TA}$，$I_{gn}$为发电机额定电流，$n_{TA}$为电流互感器变比。间接冷却式汽轮发电机可选$0.5I_{gn}$，水轮发电机可选$0.6I_{gn}$，其他发电机按照$I_{2.op}=(\sqrt{A/120})I_{gn}/n_{TA}$，A值由电机制造厂给定。要求灵敏系数$K_{sen}\geqslant 1.5$。

单相过电流元件，低电压元件的整定与以上(2)中所述相同。时间元件应与升压变压器后备保护动作时限配合。保护动作于解列或停机。

为了在发电机投入运行前保护也能动作，后备保护的过电流元件应接于发电机中性点侧电流互感器上，电压元件接于发电机机端电压互感器上。对自并励发电机，宜采用带电流记忆(保持)的低压过电流保护。

9 发电机其他异常工况保护

本节主要介绍除失磁失步保护外的发电机其他异常工况保护。

9.1 过负荷保护

9.1.1 定子绕组对称过负荷保护

9.1.1.1 定子绕组非直接冷却方式的中小型发电机

采用单相式定时限过负荷保护，动作电流按发电机长期允许的负荷电流下能可靠返回的条件整定：

$$I_{op}=K_{rel}I_{gn}/K_rn_{TA} \qquad (14.5\text{-}3)$$

式中：可靠系数K_{rel}取1.05；返回系数$K_r=0.85\sim 0.95$。保护延时大于后备保护的最大延时，并与发电机在动作电流($I_{op}n_{TA}$)过负荷条件下允许的时间相配合，保护延时动作于信号。

9.1.1.2 定子绕组直接冷却的大中型发电机

过负荷保护由定时限过负荷和反时限过电流两部分组成。定时限过负荷部分动作电流同式(14.5-3)，保护延时动作于信号，有条件时可作用于自动减负荷。

反时限过电流保护动作特性，即过电流倍数与相应的允许持续时间的关系，由制造厂家提供的定子绕组允许过负荷能力确定。《汽轮发电机通用技术条件》规定的定子绕组承受短时过电流倍数与允许持续时间关系为$t=K_{tc}/(I_*^2-1)$，其中K_{tc}为定子绕组热容量常数，机组容量$S_n\leqslant 1200$MVA时，$K_{tc}=37.5$(有制造厂家提供的参数时，以厂家参数为准)；I_*为以定子额定电流为基准的标幺值，t允许持续时间。定子绕组允许过电流特性曲线见图14.5-20，反时限过电流保护动作特性与此曲线相同。反时限跳闸特性上限电流$I_{op.max}$、下限电流$I_{op.min}$的整定计算参见整定计算导则，保护动作于解列或程序跳闸。

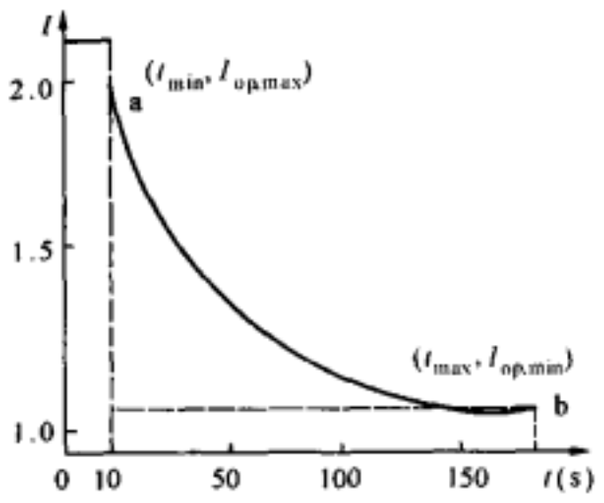


图14.5-20 定子绕组允许过电流曲线

9.1.2 转子绕组过负荷

由于励磁系统故障或强励时间过长的励磁绕组过负荷，对于100MW及以上半导体励磁发电机，应装设励磁绕组过负荷保护；300MW以下半导体励磁的发电机，可装设定时限励磁绕组过负荷保护，保护带时限动作于信号和降低励磁电流；300MW及以上发电机，保护由定时限和反时限两部分组成。

9.1.2.1 定时限过负荷保护

动作电流按正常运行额定励磁电流下能可靠返回的条件整定，保护动作时间按躲过正常强行励磁时间考虑。

9.1.2.2 反时限过电流保护

反时限过电流倍数与相应允许持续时间的关系曲线，由制造厂家提供的转子绕组允许的过热条件决定。反时限保护动作特性应与此过热特性曲线相同(图14.5-21)，其表达式为$t=C/(I_{fd*}^2-1)$，其中C为转子绕组过热常数；I_{fd*}为强行励磁倍数。反时限动作特性最小动作电流，按与定时限过负荷保护相同的条件整定。反时限动作特性的上限动作电流与强励顶值倍数匹配，如果强励倍数为2倍，则在2倍额定励磁电流下的持续时间达到允许的持续时间时，保护动作于跳闸。当小于强励顶值而大于过负荷允许的电流时，保护按反时限特性动作。保护动作于解列灭磁。

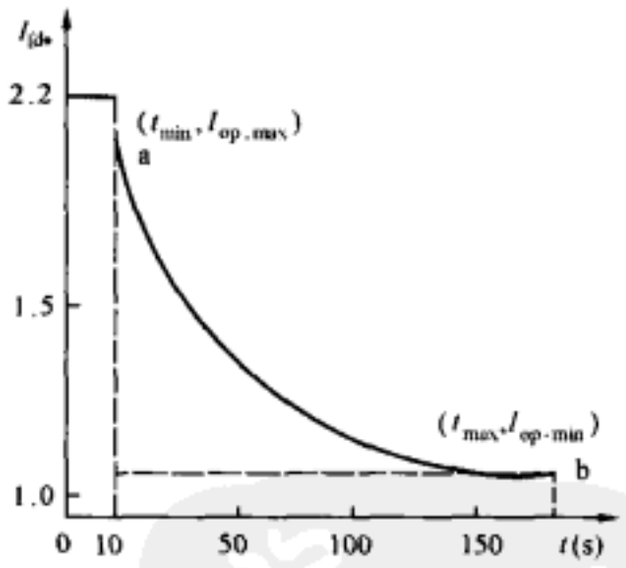


图14.5-21 励磁绕组反时限过电流保护跳闸特性

9.2 过励磁保护

发电机和变压器铁芯的磁密B均与运行电压U和频率f有关，$B=kU/f$(k为常数)，过电压和频率降低均可造成过励磁。规程规定对300MW及以上发电机应装设过励磁保护。过励磁保护反应过励磁倍数N：$N=B/B_n=U_*/f_*$，其中B、B_n为磁通量和额定磁通量；U_*、f_*为电压和频率的标幺值。发电机、变压器容许过励磁倍数与时间的关系为反时限特性。过励磁保护特性应与制造厂提供的被保护设备的特性尽可能一致。过励磁保护可装设由低定值和高定值二部分组成的定时限或反时限过励磁保护，有条件时应优先装设反时限过励磁保护。

定时限过励磁保护的过励磁倍数 N 设二段定值：低定值部分 $N_1=1.1$，带时限动作于信号和降低发电机励磁电流；高定值部分 $N_2=1.3$，保护动作于解列灭磁或程序跳闸。保护定值整定或以电机制造厂的数据为依据。

反时限过励磁保护按发电机、变压器制造厂家提供的反时限过励磁特性曲线(参数)整定，保护动作于解列灭磁。

对于发电机变压器组，过励磁保护应保证同时满足发电机和变压器的过励磁倍数曲线。对于 300MW 及以上发电机，当发电机与主变压器之间无断路器而共用一套过励磁保护时，其整定值按发电机或变压器过励磁能力较低的要求整定。当发电机及变压器间有断路器而分别配置过励磁保护时，其定值按发电机与变压器允许的不同过励磁倍数分别整定。

9.3 过电压保护

水轮发电机均应装设过电压保护。中小型汽轮发电机一般不装设过电压保护。100MW 及以上汽轮发电机宜装设过电压保护。

定子过电压保护的整定值，应根据电机制造厂提供的允许过电压能力或定子绕组绝缘状况决定。水轮发电机过电压保护动作电压一般整定为 $U_{op}=1.5U_{gn}$，$t=0.5$s，保护动作解列灭磁；可控硅励磁水轮发电机，整定为 $U_{op}=1.3U_{gn}$，$t=0.3$s。汽轮发电机过电压保护定值可取为 $U_{op}=1.3U_{gn}$，$t=0.5$s，动作于解列灭磁或程序跳闸。汽轮发电机装设了过励磁保护可不再装设过电压保护。

9.4 逆功率保护及程序跳闸

(1)逆功率保护。汽轮发电机主汽门因某种原因被关闭后，在电动机运行方式下，残留在汽轮机尾部的蒸汽与叶片摩擦，尾部叶片有可能过热而造成汽轮机故障，这种状况不允许发电机长期运行。200MW 及以上的汽轮发电机上宜装设逆功率保护，燃汽轮发电机应装设逆功率保护。保护动作判据为：$P\leqslant -P_{op}$，其中 P 为发电机有功功率，输出有功功率为正；P_{op}为逆功率保护的动作功率，通常 $P_{op}=(1\%\sim 5\%)P_{gn}$，$P_{gn}$为发电机额定功率二次值。保护延时动作于解列。

(2)程序跳闸逆功率保护。主要防止发电机带有一定有功负荷时，因主汽门未全部关闭而断路器先断开引起超速飞车事故。在过负荷、过励磁、低励失磁等异常运行方式下保护动作后，采用程序跳闸的逆功率保护作为闭锁元件，保证先关闭主汽门，逆功率保护动作后，允许跳开主断路器。一般整定为$(1\%\sim 3\%)P_{gn}$。

9.5 频率异常保护

频率异常保护主要用于保护大型汽轮发电机，防止低频或高频时汽轮机叶片谐振导致叶片及其拉金断裂事故。表 14.5-3 给出了汽轮发电机在规定频率下允许的累计运行时间和每次允许持续运行。

表 14.5-3 汽轮发电机组频率异常允许运行时间

频率范围 f (Hz)	允许运行时间	
	累计(min)	每次(s)
$51.0<f\leqslant 51.5$	>30	>39
$50.5<f\leqslant 51.0$	>180	>180
$48.5<f\leqslant 50.5$	连续运行	
$48.0<f\leqslant 48.5$	>300	>300
$47.5<f\leqslant 48.0$	>60	>60
$47.0<f\leqslant 47.5$	>10	>20
$46.5<f\leqslant 47.0$	>2	>5

频率异常保护包括低频率保护、高频率保护和频率累积保护，一般按照机组的运行频率及相应的允许时间要求来确定各段频率的取值及累计时间。当频率偏离正常范围运行，且累加时间或每次持续运行时间达到整定值时，保护动作发信号或跳闸。目前国产机组的频率异常保护大多仅作用于发信。当频率异常保护需要动作于发电机解列时，其各段频率和累计时间，应与电力系统的低频减负荷或高频切机装置进行协调。

9.6 误上电保护

发电机在盘车状态下，如果主断路器误合闸，系统三相工频电压突加机端，同步发电机处于异步启动工况，定子电流很大，转子本体流过差频电流而可能烧伤，转子急剧加速使轴瓦损坏。300MW 及以上机组宜装设突然加电压保护。

误上电保护主要由低频检测和定子电流元件组成，并采用灭磁开关辅助触点、断路器辅助触点作为发电机起停机时的判据。当盘车过程中，低频元件动作且定子电流大于最小误合闸电流时，保护跳开主断路器。如果断路器拒动，应起动失灵保护。保护仅在发电机停机时投入工作，机组正常运行时保护退出工作。

9.7 断路器断口闪络保护

大型发变组与系统并列过程中，或者高压断路器刚跳开时，断路器主触头断口间可能承受高电压，因而可能造成断路器闪络事故，不仅造成断路器损坏，还对发电机产生冲击转矩和负序电流，甚至影响系统稳定运行。断口闪络保护利用三相不会同时闪络的特点，用比较三相电流的方法构成。当检测到三相断路器都处于断开状态，但有任一相或两相中流过电流时，保护动作，首先使发电机灭磁，降低断口电压，使停止闪络，若无效再启动失灵保护。断口闪络保护还可利用三相断路器处于断开位置，并有负序电流出现判断为断路器断口闪络。

9.8 起停机保护

在起动或停机等低速旋转状态下可能加入励磁的大型机组，要求装设在低频下能够工作的定子绕组接地保护和相间短路保护。一般由对频率变化敏感性较差的继电器构成起停机保护。反应接地故障的起停机保护通常采用频率适用范围较广的基波零序电压式定子接地保护，外加交流电源的定子接地保护也满足起停机保护要求。反应相间故障的起停机保护采用简易差动继电器，不用比率制动或谐波制动特性。起停机保护动作于停机。起停机保护整定值较低，正常运行时保护应退出工作，保护出口应受断路器辅助触点或频率继电器触点控制。

9.9 轴电流保护

如果轴电流密度超过 0.2A/cm² 时，发电机转轴轴颈的滑

动表面和轴瓦就可能被损坏，当电机轴承绝缘击穿时，轴电流将损害轴承和其他部件。轴电流保护由安装在大轴上的轴电流互感器和灵敏的轴电流继电器构成，保护可反应轴电流中的基波分量，当基波分量轴电流保护灵敏度不够时，也可采用反应轴电流中三次谐波分量的保护，保护动作于发信或跳闸。

9.10 非全相运行保护

大型发电机变压器组220kV以上电压侧要求装设非全相运行保护。保护一般由灵敏的负序电流元件或零序电流元件和反应断路器非全相状态的断路器辅助触点构成。负序电流元件动作电流按发电机允许的持续负序电流下能可靠返回的条件整定。零序电流元件按躲过正常不平衡电流整定。保护经延时动作于解列，如果不成功，则应动作于断路器失灵保护。

10 发电机保护应用特点

10.1 大型发变组保护功能

大型发电机变压器组保护通常包括发电机保护、变压器保护、高压厂用变压器保护以及励磁变压器（励磁机）保护等，高压启动备用变压器保护一般单独配置。大型发电机保护具体功能配置和保护动作方式见表14.5-4。

表14.5-4 发电机保护配置和动作方式

保护名称		适用范围	100MW	200MW	≥300MW	动作行为
发电机纵差动保护		1MW以上	✓	✓	✓	停机
定子匝间保护			✓	✓	✓	停机
相间短路后备保护			✓	✓	✓	t_1 解列，t_2 停机
定子单相接地保护	90%	100MW以下				停机
	100%	100MW及以上	✓	✓	✓	发信或停机
转子一点接地保护			✓	✓	✓	发信或停机
定子绕组过负荷保护	定时限		✓	✓	✓	定时限发信或减负荷 反时限停机
	反时限					
转子表层过负荷保护	定时限		✓	✓	✓	定时限发信 反时限停机
	反时限					
励磁绕组过负荷保护	定时限		✓	✓	✓	定时限发信，降低励磁；反时限解列灭磁或程序跳闸
	反时限	300MW及以上发电机			✓	
失磁保护			✓	✓	✓	发信或解列 减出力或程序跳闸
失步保护		300MW及以上发电机			✓	发信，增减出力或解列
过电压保护		水轮发电机，100MW及以上汽轮发电机	✓	✓	✓	解列灭磁 或程序跳闸
过励磁保护	定时限	300MW及以上发电机			✓	发信，减励磁 解列灭磁或程序跳闸
	反时限					
逆功率保护		燃气轮发电机，200MW及以上汽轮发电机	✓	✓	✓	发信，延时解列
程跳逆功率		300MW及以上汽轮发电机			✓	程序跳闸
低频保护		300MW及以上汽轮发电机			✓	发信
高频保护		100MW及以上发电机	✓	✓	✓	解列灭磁或程序跳闸
起动和停机保护					*	停机
突然加电压保护		300MW及以上机组			✓	停机
断路器断口闪络					*	灭磁
轴电流保护					*	发信和停机
非全相运行保护				✓	✓	解列

注 * 可根据机组特点或电力系统运行要求配置。

10.2 大型发变组保护特点

（1）加强大型发电机变压器组主保护配置，使保护范围内各种故障，均有双重或多重原理不同主保护，对于水轮发电机和有条件的汽轮发电机，可以装设不完全纵差、单元件横差或裂相横差保护，实现有选择性、快速灵敏的切除故障。

（2）根据大型发变组单元接线特点，可以简化保护配置，可装设发变组纵差动保护，发电机和变压器公共的后备保护、过负荷保护和过励磁保护等，使保护配置和装置简单可靠。

（3）300MW及以上大型机组的保护配置有其特殊要求（表14.5-4）。大型发变组一般不装设转子两点接地保护。300MW及以上机组需考虑装设过励磁保护、低频保护、失

步保护和突然加电压保护，根据机组特点和运行要求，可增设起停机保护、断口闪络保护及发电机轴电流保护。在励磁回路一点接地、频率运行异常、低励失磁等异常运行情况，保护动作于停机时宜采用程序跳闸方式。

（4）水轮发电机无需配置低频保护。水轮发电机转子负序发热常数 A 较大，转子负序过负荷保护可不采用反时限特性（双水内冷式机组除外）。水电厂厂用变容量小，发变组差动保护不用考虑在厂变高压侧装设 TA。水轮发电机低励失磁保护动作后延时跳闸，不应异步运行。三次谐波电压型定子接地保护对水轮发电机灵敏度低，保护范围较小。

10.3 大型发电机主保护配置定量化优化设计

由于不同发电机特别是水轮发电机内部定子绕组、结构设计、工艺材料等不尽相同，发电机内部故障的特征有较大不同，因而在保护配置方面会有很大区别。国内基于多回路分析法，对发电机内部故障进行仿真计算，根据计算结果及不同位置发生故障几率，进行保护功能和配置方案的优化设计。

10.3.1 发电机内部短路计算及多回路分析法

发电机定子绕组内部故障包括相间短路、匝间短路和支路开焊等，对发电机内部故障进行仿真计算，可以解决发电机内部短路各种差动保护灵敏度的校验问题，分析各种保护动作性能，深入认识故障后各个故障特征量的变化规律，从而为发展新的保护原理和设计不同保护方案建立理论基础。近年来国内一批院校相继开展了发电机内部故障计算仿真研究，提出了基于多回路理论的交流电机内部故障计算方法，并应用于大型机组保护方案的设计和配置，取得了较好效果。

多回路分析法以单个线圈为基础分析电机基本电磁关系，计算回路参数，考虑了气隙磁场谐波影响，以及绕组结构、连接方式、故障空间位置等因素，可以计算出定子绕组所有分支短路电流，适用于定子绕组内部故障分析研究。

10.3.2 大型发电机主保护定量化及优化设计

基于多回路理论的发电机内部故障计算方法，国内已经推出用于分析计算交流电机各种形式内部和外部故障的发电机故障分析软件，适用于水轮发电机和汽轮发电机，能够计算定子绕组内部各种相间故障，匝间故障和分支开焊故障，还包括失磁故障、定子单相接地故障等计算，不仅可以计算电机所有电压和电流等电气量，还可对定子任意支路电流进行组合计算，以实现对各种保护方案的分析。仿真计算程序需要输入发电机各种比较详尽的参数，包括发电机基本额定参数，定子和定子绕组参数，励磁绕组参数，阻尼绕组参数，以及运行状况参数和联网变压器参数等。

利用发电机故障计算分析软件，从发电机实际可能发生的内部故障出发，通过对这些故障的仿真计算，对各种主保护方案的性能进行计算分析，从而分析研究各种主保护方案的灵敏度和各自保护死区，通过各种主保护方案的综合和组合实现各保护间的优势互补，可以达到保护配置方案的优化设计。

10.4 微机发电机保护应用特点

微机发电机保护研制起步较早，20 世纪 80 年代国内开始微机失磁保护研究，90 年代中期陆续推出第一批微机发电机保护装置，目前微机发电机保护和发变组保护已经得到广泛应用，与常规保护相比，微机发电机保护有许多不同特点。

（1）微机发变组保护可将发变组要求的全部主保护、后备保护和异常运行保护功能集成在一套装置机箱中，包括发电机主后备和异常运行保护、变压器主后备保护、励磁变压器（或励磁机）保护以及高压厂用变压器保护等。微机发变组保护易于实现双重化保护配置，增强了保护整体可靠性，方便设备维护调试。

（2）不同容量发电机组和接线方式，有不同的保护和功能配置方式：

1）大型发变组单元接线，采用二套相同保护构成双重化保护配置。每套保护可以由一个装置机箱构成，包含全套发变组保护功能；每套保护也可由二个以上机箱构成，全部保护功能适当地按主后备功能的不同组合分配于这些机箱中。

2）发电机与升压变压器之间有断路器时，发电机保护和变压器保护可以按独立机箱分别配置，以适应各种运行方式的要求，并有利于设备的维护运行。

3）中小型机组一般为单套保护配置，宜于将各保护对象的主、后备保护功能分别配置在不同的装置机箱中，以使相互间能起到后备作用。

（3）微机保护具有通用的硬件平台，对于不同容量的各种类型发电机变压器保护，可以通过软件实现保护功能的灵活配置，这一特点特别适合于保护功能种类繁多的发电机变压器组保护，但也应注意到微机保护装置软件规范性和功能配置标准化的重要性。

（4）微机保护具有强大的记忆和运算能力，可以在不增加硬件前提下，通过软件有效改善保护性能，实现各种新的保护原理和判据：

1）易于实现故障分量纵差保护、标识制动式纵差保护等复杂保护特性，提高了内部故障时保护的灵敏度。

2）按照大型机组不同绕组结构特点，微机保护可由软件实现不完全纵差保护、单元件横差保护、裂相横差保护，配以具有高滤过比的三次谐波滤过器算法，构成能够灵敏反映定子绕组不对称故障的综合差动保护方案，无需增加设备投资。

3）微机保护可方便地实现各种复杂失磁保护方案，满足各种不同类型和容量机组失磁保护要求。还可根据发电机运行工况，实时调整保护判据的比例系数，实现自适应三次谐波电压型定子接地保护。

随着微机发电机保护的广泛应用，在对发电机故障机理深入分析、保护原理算法、保护性能改进等方面仍有大量需要研究的内容，近年来小波变换、自适应理论、模糊数学等新的数学方法也已应用到发电机保护中，基于故障暂态分量的定子绕组接地保护，具有预测功能的失步保护等新的保护判别方法不断提出，微机发电机保护将会发挥更大的作用。

11 特殊机组的继电保护

11.1 抽水蓄能机组保护

11.1.1 抽水蓄能机组电气特点

大型抽水蓄能机组均为可逆式机组，作为电动机抽水运行时，机组向某一方向旋转，作为发电机运行时机组向另一方向旋转，因而要求作为同步电动机时电源侧必须换相才能保证机组反方向旋转。抽水蓄能机组一般有五种基本运行工况，即静止、发电、水泵、发电方向调相和水泵方向调相。

11.1.2 抽水蓄能机组保护特点

换相操作对保护影响。抽水蓄能机组通过换相开关将 A

相与C相倒换以实现相序改变，与相序有关的保护均受到影响。纵差保护、正负序电压电流元件、阻抗元件和功率方向元件，以及与之相关的失磁、失步、转子表层过负荷等保护将受影响，而与正、负序无关的保护，如单元件零序电流横差保护不会受影响。

水泵工况启动过程频率对保护影响。由于机组在抽水工况启动初始即开始加励磁，定子电流频率和幅值将随转速升高而变化，可能造成保护的误动或拒动，纵差保护、单元件横差保护、阻抗保护、定子过电流保护、基波零序电压定子接地保护、负序电流保护，以阻抗元件构成的低励失磁保护等均有可能误动。因此应认真分析各种保护低频特性，以确定在抽水启动中是否退出相应保护，并且需要装设能够反应低频状态时相间故障的过流保护。

11.1.3 抽水蓄能机组保护要求

规程中对抽水蓄能机组保护的配置和功能提出了以下要求。

（1）抽水蓄能发电机组应根据其机组容量和接线方式装设与水轮发电机相当的保护，且应能满足发电机、调相机或电动机运行不同运行方式的要求，并宜装设变频起动和发电机电制动停机需要的保护。

（2）差动保护应采用同一套差动保护装置能满足发电机和电动机两种不同运行方式的保护方案。

（3）应装设能满足发电机或电动机两种不同运行方式的定时限或反时限负序过电流保护。

（4）应根据机组额定容量装设逆功率保护，并应在切换到抽水运行方式时自动退出逆功率保护。

（5）应根据机组容量装设能满足发电机运行或电动机运行的失磁、失步保护。并由运行方式切换发电机运行或电动机运行方式下其保护的投退。

（6）变频起动时宜闭锁可能由谐波引起误动的各种保护，起动结束时应自动解除其闭锁。

（7）对发电机电制动停机，宜装设防止定子绕组端头短接接触不良的保护，保护可短延时动作于切断电制动励磁电流。电制动停机过程宜闭锁会发生误动的保护。

11.1.4 抽水蓄能机组特殊保护

抽水蓄能机组与常规机组不同的特殊保护主要有以下几种。

（1）相序监视保护。机组启动后，为防止机组换相错误，需要配置两套发电工况和抽水工况的相序保护，用于提供转向是否正确的信号。

（2）低频过电流保护。机组在水泵启动中频率很低，发电机电制动停机时也有一定低频区，需装设低频过电流保护，在频率低于10Hz时保护仍能灵敏动作。

（3）低功率保护。机组在水泵工况时，从电网吸收有功功率，若突然失去电源，由于管道中水的流向迅速转变，将对机组和输水管造成很大损害，低功率保护当电动机吸收功率减少到一定值时将水泵机组切除，将导叶关闭。低功率保护仅用于水泵工况，发电机方向时闭锁。

（4）溅水功率保护。水泵工况启动过程中，首先使机组处于泵向压水调相，启动工况结束机组由泵向调相转为水泵时，为保证导叶打开时水泵不抽空，设置溅水功率保护，如果没有吸收一定数量的溅水功率，表明水泵将处于抽空状态，有损于机组的密封和导水机构，该保护仅向监控系统发信，控制程序执行而不跳机。溅水功率保护也仅用于电动机方向。

（5）逆功率保护。当发电机启动导叶在空载开度到达额定转速或机组并网后所带负荷很低，流量很小，使机组运行不稳定，极易进入反水泵工况，造成机组从电网吸收有功，使机组剧烈振动，需要装设逆功率保护，应用于发电方向，而在电动机方向时闭锁。

抽水蓄能机组保护设计、构成和功能配置比较复杂，采用微机实现抽水蓄能机组保护，将能够更加容易和方便的解决抽水蓄能机组保护的特殊问题，可以利用软件对电流或电压相序进行切换，而不需进行硬件切换，可以更好的适应抽水蓄能机组运行工况较多、保护配置种类繁多的特点。

11.2 调相机保护

11.2.1 调相机保护要求及特点

同步调相机实际是按无功功率发电机运行的同步电动机，同步调相机的保护与同类发电机保护基本相同，但需要考虑其不同特点。

（1）同步调相机在非同步起动（未加励磁期间）时会有较大的起动电流，对电流保护定值有影响，甚至可能需要将过负荷保护、电流保护暂时退出运行。

（2）可装设方向过电流保护作为后备保护以反应内部短路，而无需反应外部短路的过电流。

（3）失磁保护与发电机失磁保护有所不同。

（4）当调相机供电电源因故断开而失去电源时，调相机要向负荷送出一定的有功功率，使转速很快下降，频率降低，此时变电所装设的低频减负荷装置可能因调相机的反馈而误动作，或电源侧的自动重合闸动作时，造成非同步合闸，因此调相机应装设解列保护在低频减负荷装置和自动重合闸动作前将调相机断开。

11.2.2 调相机保护配置

同步调相机主要装设以下保护，纵联差动保护、匝间短路保护、方向过电流保护、过负荷保护、定子接地保护、转子一点接地保护、失磁保护和解列保护。其中，纵联差动保护、匝间短路保护、定子接地保护、转子接地保护与同类发电机保护原理和构成基本相同。而以下保护应满足调相机保护的特殊要求。

（1）方向过电流保护作为调相机内部短路的后备保护，其定值整定应防止调相机起动或振荡情况下的误动作。否则应将保护暂时退出运行。

（2）失磁保护反应失磁后调相机从系统中吸收无功功率，造成系统电压下降，并且调相机也不允许长期失磁运行，失磁保护由无功功率方向元件和低电压元件组成，同时设励磁电压闭锁元件。当无功功率反向，且机端电压低于系统电压允许值时，动作于断开调相机，而高于允许值时动作于信号。

（3）解列保护装设于与系统电源联系较弱，有失去电源可能的调相机上。解列保护可由几种不同方式构成：

1）低频闭锁的功率方向保护，利用有功功率反向和频率降低使解列保护动作跳闸。

2）反应频率变化率的保护。根据调相机失去电源后，频率的下降速度构成解列保护。

3）利用线路继电保护和安全自动装置进行连锁动作切除调相机的解列保护。保护带时限动作于停机。

第6章 母 线 保 护

1 母线保护配置和要求

1.1 母线故障及保护配置

发电厂和变电所母线是电力系统中的重要电气设备。母线发生故障时，将可能引起电力系统稳定破坏，造成大面积停电的严重后果。母线故障主要是各种接地和相间短路故障，大部分故障是由于绝缘子对地放电引起的，对母线发生故障的统计表明单相接地短路是母线的主要故障形式。规程规定了各种不同电压等级母线的保护配置。

(1) 对 220～500kV 母线，应装设快速有选择地切除故障的母线保护。对一个半断路器接线，每组母线应装设两套保护装置；对双母线、双母线分段等接线，宜装设两套母线保护。

(2) 对于 35～110kV 电压母线，以下情况应装设专用母线保护：①110kV 双母线；②需要快速切除母线故障的 110kV 单母线、重要发电厂或 110kV 以上重要变电所的 35～66kV 母线；③35～66kV 电力网中，主要变电所 35～66kV 双母线或分段单母线需快速而有选择地切除一段或一组母线上的故障，以保证系统安全稳定运行和可靠供电。

(3) 对发电厂和主要变电所 3～10kV 分段母线及并列运行双母线，一般可由发电机和变压器后备保护实现对母线的保护。但为保证发电厂和电网安全运行和可靠供电，须快速有选择的切除一段或一组母线故障时，或当线路断路器不允许切除线路电抗器前的短路时，应装设专用母线保护。

1.2 母线保护基本要求

母线保护在速动性、灵敏性、选择性和可靠性方面有很高技术要求。

(1) 保护应能正确反应母线保护区内各种类型故障，要求保护动作迅速、灵敏度高。

(2) 对各种类型区外故障，母线保护不应由于电流互感器饱和以及短路电流中非周期分量而引起误动作。

(3) 母线保护应能适应被保护母线的各种运行方式：①应能在双母线分组或分段运行时，有选择性地切除故障母线。②应能自动适应双母线连接元件运行位置的切换。切换过程中保护不应误动作，不应造成电流互感器开路；切换过程中母线发生故障，保护应能正确动作切除故障；切换过程中区外发生故障，保护不应误动作。③母线充电合闸于有故障的母线时，母线保护应能正确动作切除故障母线。

(4) 对构成环路的各类母线（如一个半断路器接线、双母线分段接线等），保护不应因母线故障时流出母线的短路电流影响而拒动。

(5) 双母线接线的母线保护，应设有电压闭锁元件。

(6) 当交流电流回路不正常或断线时应闭锁母线差动保护，并发出告警信号，对一个半断路器接线可以只发告警信号不闭锁母线差动保护。

2 电流差动母线保护

2.1 单母线完全电流差动保护

母线电流差动保护基本原理基于基尔霍夫电流定律。如图 14.6-1 所示，母线上各连接元件电流互感器二次按同极性并联构成差动电流回路，即差动电流为$\dot{I}_d=\sum\dot{I}'_i$。母线正常运行或发生外部故障时，母线上所有连接元件中流入电流与流出电流相等，$\sum\dot{I}'_i\approx0$，保护不动作。当母线发生故障时，所有与电源连接的元件都向故障点供给短路电流，与负荷连接的元件中电流很小或为零，即有$\sum\dot{I}'_i=\dot{I}'_k$，$\dot{I}'_k$为短路点故障总电流，此时保护动作切除故障母线。差动保护动作电流按照以下两个条件整定，并取其中较大值作为动作电流整定值：

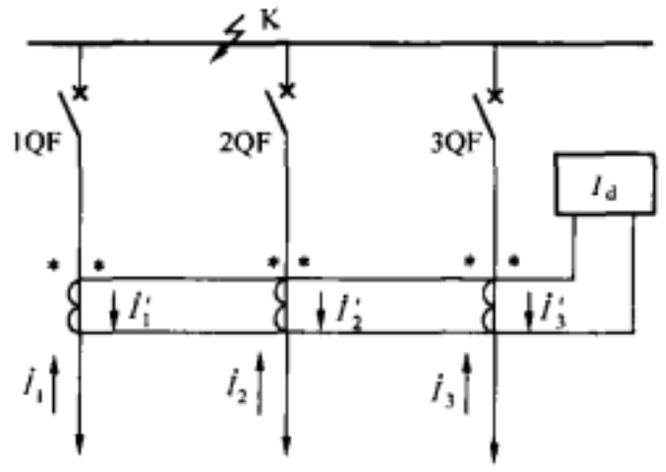


图 14.6-1 母线完全电流差动保护

(1) 按躲过外部短路时最大不平衡电流整定：

$$I_{op}=K_{rel}K_{ap}K_{er}\ I_{k.max}/n_{TA} \tag{14.6-1}$$

式中：I_{op}为保护动作电流；可靠系数 K_{rel}取 1.3；K_{ap}为非周期分量系数，取 1.5～2.0，对于具有躲非周期分量性能的差动保护取 1～1.3；K_{er}为互感器比误差系数，取 0.1；$I_{k.max}$为母线差动保护外部短路时流过保护的最大短路电流；n_{TA}为电流互感器变比。

(2) 按躲过母线差动保护任一连接元件中最大负荷电流$I_{L.max}$整定，防止电流互感器二次回路断线导致保护误动作，即

$$I_{op}=K_{rel}\ I_{L.max}/n_{TA} \tag{14.6-2}$$

式中：可靠系数 K_{rel}取 1.3～1.5。

灵敏系数按最小运行方式下母线故障时的最小短路电流校验，要求灵敏系数 $K_{sen}\geqslant2$。

保护适用于单母线或双母线经常只有一组母线运行的情况。

2.2 母线不完全电流差动保护

不完全电流差动保护仅在连接于母线的供电元件上装设电流互感器（即发电机、变压器、分段断路器和母联断路器），将有电源回路的电流接入差回路。正常情况下，差动回路电流等于各引出线负荷电流之和。

3～10kV 分段母线宜采用不完全电流差动保护。保护装

置由两段组成，第一段采用无时限或带时限的电流速断保护，按躲过差动保护外部短路的最大不平衡电流整定，当灵敏系数不符合要求时，可采用电压闭锁电流速断保护；第二段采用过电流保护，按躲过未接入差动保护的出线总负荷电流整定，当灵敏系数不符合要求时，可将一部分负荷较大的配电线路接入差动回路，以降低保护的起动电流。不完全差动保护接线较简单，在6～10kV母线得到广泛应用。

2.3 元件固定连接双母线电流差动保护

发电厂和重要变电所高压母线为双母线时，常采用双母线同时运行（母联断路器投入），每组母线上固定连接一部分供电和受电元件，因此可采用元件固定连接的母线完全差动保护，当任何一组母线发生故障时，保护选择只将故障母线切除，另一组非故障母线及其连接的所有元件可继续运行。

元件固定连接双母线电流差动保护（图14.6-2），由三组差动元件组成，其中二组母线各装设一套电流差动元件，称为小差动元件（KD1和KD3），只接入本母线上所有连接元件（包括母联断路器）的电流回路，作为故障母线的选择元件。另装设一套差动元件，称为大差动元件（KD2），接入二组母线上所有连接元件（不包括母联断路器）的电流回路，作为整套保护的起动元件，用以判别母线区内或区外故障。如图14.6-2所示，Ⅰ母小差元件KD1接入Ⅰ母连接元件L1、L2和母联回路的电流，Ⅱ母小差元件KD3接入Ⅱ母连接元件L3、L4和母联回路的电流，大差动元件KD2接入Ⅰ母和Ⅱ母上除了母联回路外的所有连接元件L1～L4的电流。

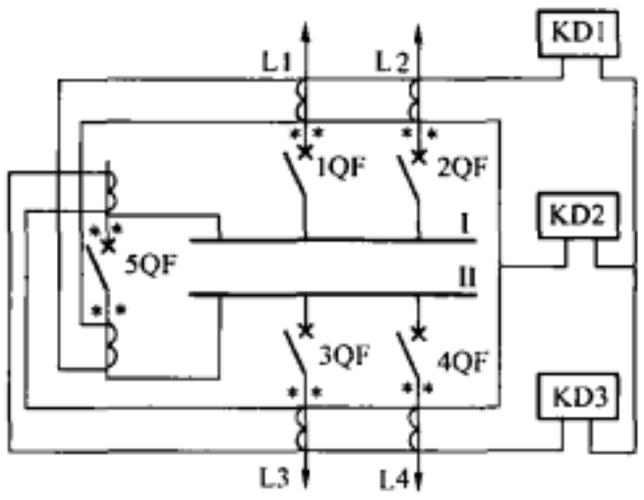


图14.6-2 元件固定连接双母线差动保护

保护出口逻辑如图14.6-3所示。在正常运行或元件固定连接方式下，外部故障时保护不会误动作。当第Ⅰ组母线内部故障时，Ⅰ母小差继电器KD1和大差动继电器KD2均流过全部短路电流而动作，将母联断路器和Ⅰ母上的所有连接元件断路器跳开，Ⅱ母可正常运行。元件固定连接方式破坏后，区外故障时由于大差元件不动作，保护不会误动，内部故障时三个差动元件均启动，从而会无选择性地将两组母线全部切除。因此，固定运行方式破坏后保护不能选择故障母线，限制了系统运行的灵活性。

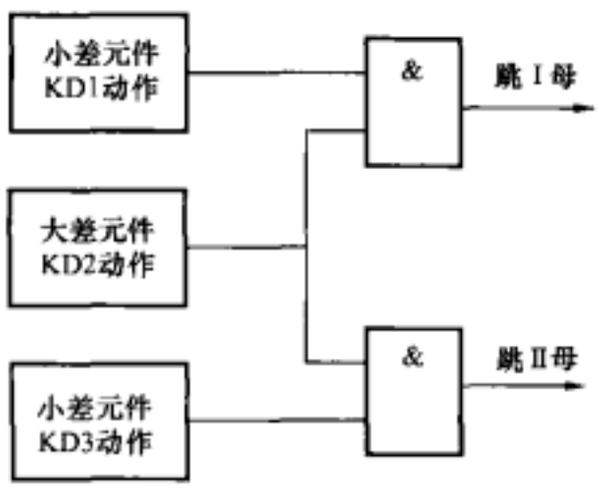


图14.6-3 保护出口逻辑图

差动保护起动元件和选择元件动作电流的整定与式（14.6-1）相同，但式中外部最大短路电流$I_{k\,max}$有所不同，起动元件应选取双母线所连接元件中外部短路电流最大的，选择元件应选取另一条母线短路时流过母联断路器的最大短路电流，保证非故障母线的选择元件不误动。

3 高中阻抗母线差动保护

3.1 高阻抗母线差动保护

母线差动保护主要问题是母线外部故障时，全部故障电流均流过故障支路电流互感器，可能使其极度饱和，导致通过差动继电器的不平衡电流很大，保护容易发生误动。高阻抗型母线差动保护，在差流回路中接入很大的阻抗（约2.5～7.5kΩ），以防止电流互感器饱和造成保护误动，也称为电压型母线差动保护（图14.6-4）。

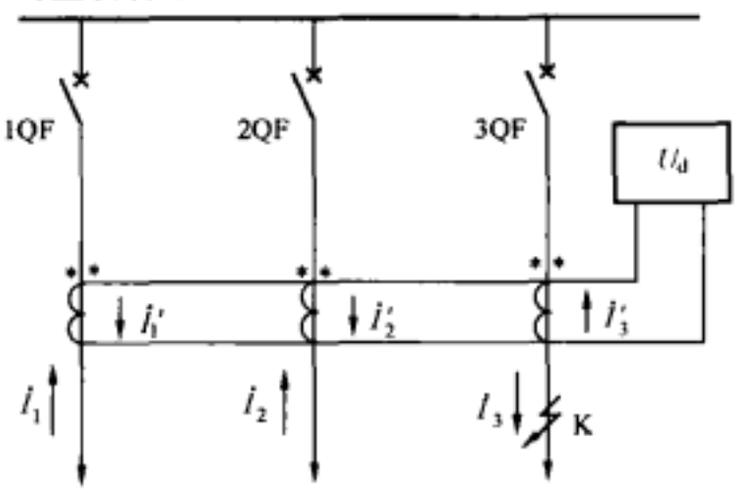


图14.6-4 高阻抗母线差动保护

当母线外部故障，且故障支路电流互感器严重饱和，此时故障支路饱和TA的励磁阻抗很小，一次电流全部流入励磁支路，TA变换的二次电流几乎为零。而TA饱和后从二次侧看入的回路阻抗远小于差动回路电阻，因而非故障支路TA二次电流都被迫流入故障支路已经饱和TA的二次绕组，流入差动回路的不平衡电流很小，产生的差电压也很小，保护不会误动作。

母线内部故障时，所有电流互感器二次电流都通过差动回路高阻抗，在电压继电器U_d上出现高电压，使差动保护可靠动作。

高阻抗母线差动保护可有效防止外部故障时电流互感器饱和造成的保护误动作，内部故障动作灵敏，动作速度快。但内部故障时差动回路中会产生很高电压，不利于设备安全。对各连接回路电流互感器特性一致性要求较高，在双母线系统中适应系统变化能力较差。这种保护在国外有一定运行经验。

3.2 中阻抗母线差动保护

中阻抗母线差动保护为具有比率制动特性，且在差动回路接入一定阻值电阻（约200Ω）构成的母线保护。

中阻抗母线差动保护原理如图14.6-5所示。母线各支路电流互感器二次电流均由辅助变流器TAA变换，经同极性多相全波整流后，各连接支路电流绝对值之和$\sum_{i=1}^{n}|\dot{I}_i''|$流过两个$R_b/2$串联构成的制动回路，产生制动电压$U_b$。而各支路电流相量和$\sum_{i=1}^{n}\dot{I}_i''$流入由可调电阻$R_d$和差动变流器TAD一次线圈串联组成的差动回路，经整流在动作电阻R_{op}上产生动作电压U_d，当$U_d>U_b$时，差动继电器KD动作。

正常运行时流入继电器总电流I_T等于流出继电器电流I_L，保护可靠不动作。区外故障时，如果故障支路电流互感

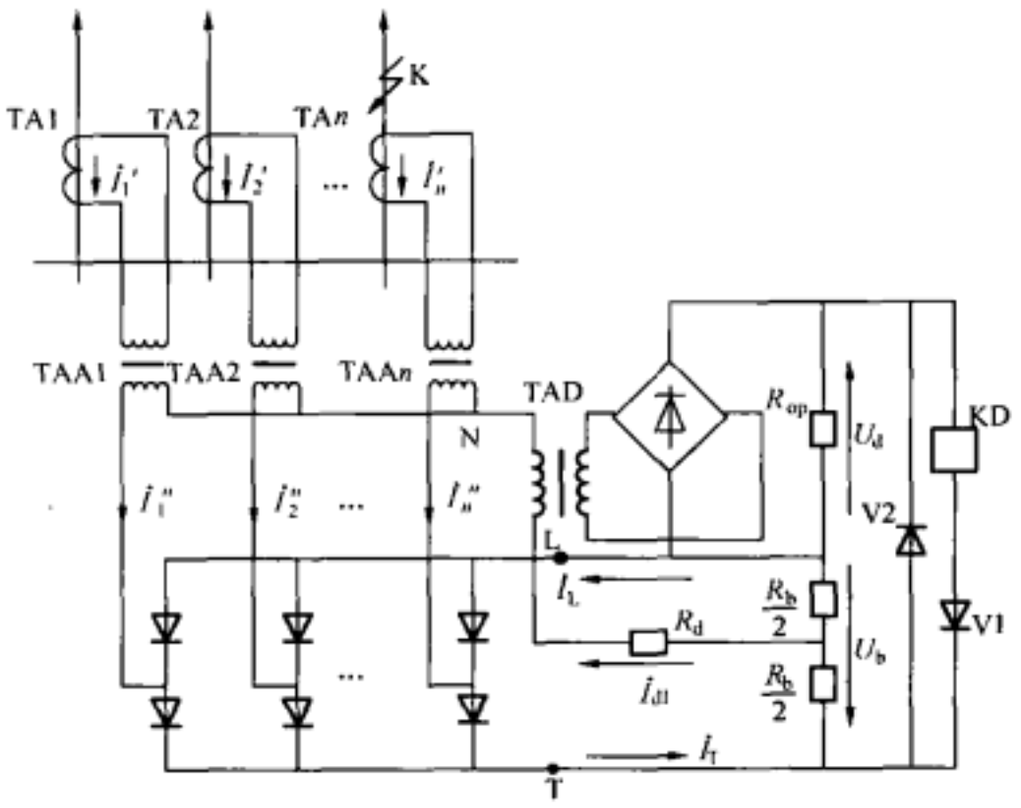


图 14.6-5 中阻抗母线保护原理图

TA—电流互感器；TAA—辅助变流器；V1、V2—二极管；
TAD—差动变流器；R_b—制动电阻；R_{op}—动作电阻；
R_d—差动回路电阻；KD—差动继电器

器严重饱和，饱和 TA 二次电流很小，从二次侧看入的饱和 TA 二次励磁回路阻抗也很小，主要由母线上非故障支路各二次电流形成的故障电流 I_T，将在饱和 TA 二次励磁回路与差动回路间形成分流，由于差动回路具有较大的阻抗（中阻抗），非故障支路电流流入饱和 TA 二次回路的电流 I_L 较大，使制动电压增大，流入差动回路不平衡电流 I_{dl} 减小，通过适当的整定，继电器 KD 可靠不动作。

区内故障时，无电源线路不提供短路电流，其电流互感器基本处于空载，TA 二次侧为很高的励磁阻抗。有电源线路向故障母线供给短路电流，其二次电流经整流后全部流入差动回路，即使电流互感器严重饱和，由于差动回路时间常数很小，继电器动作速度很快，电流互感器开始饱和前，保护即可正确判别动作出口。

中阻抗母线差动保护比率制动特性见图 14.6-6。差动电流 $I_d=\left|\sum_{i=1}^{n}\dot{I}'_i\right|$，制动电流 $I_{res}=\sum_{i=1}^{n}|\dot{I}'_i|$，保护动作判据为 $I_d\geqslant K_{res}I_{res}+I_{d0}$，其中 K_{res} 为制动系数，I_{do} 为无制动时差动动作电流门槛值。图中直线①为保护的制动特性，直线②表示内部故障时差动电流的极限直线，即 $I_d=I_{res}$，保护实际动作区为直线②以下与直线①以上的阴影部分。

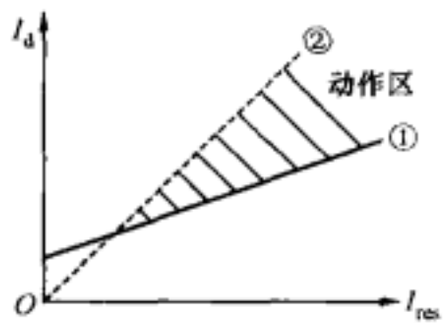


图 14.6-6 中阻抗保护制动特性

中阻抗母线保护动作速度很快，可在半个周期内动作，利用 TA 饱和时励磁阻抗降低的特点，有效防止外部故障时电流互感器饱和引起的误动作。差动回路电阻减小了正常运行和外部故障时的不平衡电流，又不会引起很大过电压。其缺点是需使用辅助电流互感器，保护整定计算较复杂。

4 电流相位比较差动母线保护

4.1 母联电流相位比较式母线保护

母联电流相位比较式母线保护通过比较母联电流与总差动电流的相位关系来选择故障母线。当故障分别发生在不同的两组母线上时，流过母联的电流是由非故障母线流向故障母线，其方向不同，母联电流相位变化 180°，而总差动电流是反应母线故障的总电流，其相位是不变的。利用两个电流的相位比较，就可以选择出故障母线。

保护由起动元件 KD 和选择元件 KW 组成（图 14.6-7），起动元件接入母线上所有连接元件（不包括母联断路器回路）二次电流，构成总差动电流，用以判别母线内部或外部短路故障。选择元件为电流相位比较继电器，其两个绕组分别接入母联断路器回路电流和总差动回路电流，通过比较两个回路中电流的相位来选择出故障母线。该保护适用于母线连接元件运行方式经常变化的情况。但当出现母联断路器退出运行等情况时，应将选择元件退出工作。

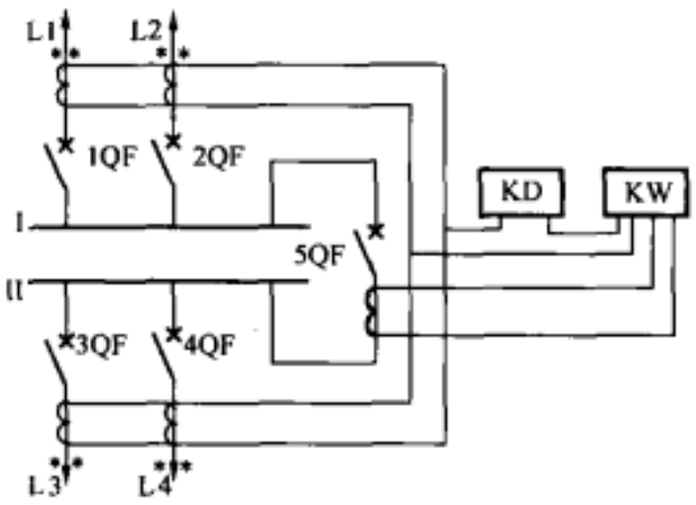


图 14.6-7 母联相位差动保护

4.2 电流比相式母线保护

电流比相式母线保护根据母线外部故障或内部故障时连接在该母线上各元件电流相位的变化实现故障判别。如图 14.6-8 所示，当母线正常运行或外部故障（K1 点），母线各连接元件电流中至少有一个电流与其他电流反相位，电流间相位相差 180°。当母线内部故障（K2 点），各元件电流均流向母线，理想情况下电流相位均同相。利用比相元件比较各连接元件电流相位，即可区分内部故障或外部故障。

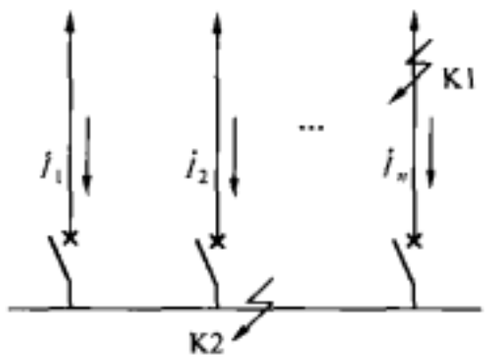


图 14.6-8 母线内外部故障

保护装置中对各连接元件电流相位关系的判别，是将各电流变换为电压，再进行双半波整流，然后在小母线上按相叠加，理想情况下，若小母线电压波形连续，则反应的是至少有一个电流与其他电流反相，可判为正常运行或区外故障情况。若小母线电压有比较大的波形间断，说明各连接元件电流同相，判别为母线内部故障。

电流比相式母线保护基于相位比较，与幅值无关，无须考虑电流互感器饱和引起的电流幅值误差，提高了保护灵敏性。但在外部故障时，短路电流中较大的非周期分量可能使电流相位发生畸变。该保护也不适用于母线故障时各支路电流相位差较大或有电流流出的情况，例如，一个半断路器接线母线保护。

5 微机母线保护

5.1 保护特点及功能配置

微机母线保护主要分为两类，集中式母线保护和分布式

母线保护。国内实际应用的基本是集中式母线保护。微机母线保护是在20世纪90年代发展起来的，目前已经广泛应用于各个电压等级母线中。微机母线保护具有以下特点：

（1）大大简化了交流二次回路接线，无需构成差电流接线回路，由软件计算差动动作电流和制动电流，提高了保护可靠性。

（2）对电流互感器没有特殊要求，由软件计算平衡各支路不同电流互感器变比，无需辅助电流互感器。

（3）可以方便地实现各种复杂判据，有利于解决TA饱和检测和判别问题。

（4）可以实时跟踪识别母线运行方式，具有较高的灵活性和可扩展性。

（5）具有较强的自检、互检功能，调试维护比较方便。

（6）微机母线保护装置集成度高，易于实现双重化保护配置要求。

微机母线保护适用于各种电压等级，各种主接线方式的母线，包括单母线、单母分段、双母线和一个半断路器等接线方式，装置通常配置有：比率制动电流差动保护、故障分量（突变量）差动保护、断路器失灵保护、母联失灵和死区保护、母联充电保护、母联过流保护和母联非全相保护等保护功能。

5.2 主要保护原理

5.2.1 比率制动式电流差动保护

微机母线保护主要采用比率制动式电流差动原理作为保护的主要判据，由于母线保护在内部故障时动作速度要求很高，微机母线保护一般均采用采样值算法的比率制动式差动保护，也有利于防止外部故障时电流互感器饱和引起的误动。其动作判据可表示为：

$$\left|\sum_{k=1}^{n} i'_k\right| \geqslant I_0$$

$$\left|\sum_{k=1}^{n} i'_k\right| \geqslant K_{\text{res}} \sum_{k=1}^{n} |i'_k|$$

其中，K_{res}为制动系数，I_0为差动动作电流门槛值，i'_k为母线上连接支路的电流瞬时二次值。

5.2.2 故障分量比率制动式电流差动保护

故障分量原理差动保护同样可以应用于母线保护中，故障分量电流$\Delta i'_k$由故障后电流与相应的正常负荷电流之差得到，故障分量不受故障前系统状态及负荷电流的影响，有利于提高母线差动保护的灵敏度，保护动作判据为：

$$\left|\sum_{k=1}^{n} \Delta i'_k\right| \geqslant \Delta I_0$$

$$\left|\sum_{k=1}^{n} \Delta i'_k\right| \geqslant K_{\text{res}} \sum_{k=1}^{n} |\Delta i'_k|$$

式中：ΔI_0为故障分量差动动作电流门槛值，K_{res}为制动系数。

5.2.3 复式比率制动母线差动保护

复式比率制动差动保护在制动电流中引入差动电流，其动作判据为

$$\left|\sum_{i=1}^{n} \dot{I}'_i\right| \geqslant I_0$$

$$\left|\sum_{i=1}^{n} \dot{I}'_i\right| \geqslant K_{\text{res}}\left(\sum_{i=1}^{n} |\dot{I}'_i| - \left|\sum_{i=1}^{n} \dot{I}'_i\right|\right)$$

理想情况下母线外部故障时差动电流为零，上式中保护动作量接近于零，保护不会误动。在内部故障情况下，如果各连接支路电流相位相同，上式中制动电流很小，也接近于零，保护可以灵敏地动作，复式比率差动判据能够明确地区分内部和外部故障。分析表明，这种保护在内部故障时允许的故障流出电流相对较大，外部故障时允许更大的电流互感器误差而保护不会误动。

5.2.4 电流互感器饱和检测方法

母线发生近端外部故障时，故障支路电流很大，易造成电流互感器严重饱和，从而导致母线差动保护误动作，母线保护必须采取相应措施防止TA饱和误动作。

母线保护抗TA饱和的基本要求，是在母线区外故障且TA饱和时保护能可靠闭锁母线差动保护，在区外故障转换为区内故障时，保护应快速开放并且正确动作。对TA饱和的分析表明，在系统发生故障瞬间，无论一次电流有多大，电流互感器不可能立即饱和，从故障发生到电流互感器饱和需要一段时间，在饱和前电流互感器仍能正确传变电流。即使电流互感器发生饱和后，在一次电流过零点附近时，饱和电流互感器二次侧仍会出现一个线性传变区，在线性传变区内，电流差动元件能正确判断故障。利用以上特点，微机母线保护可以实现高性能的TA饱和判别。

同步识别法是微机保护中具有代表性的一种TA饱和判别方法。当母线区外故障时，饱和电流互感器在故障发生的初始瞬间存在一个线性传变区，即使发生最严重的TA饱和，这一特点仍然存在，只有过了这个线性传变区，差动保护才可能误动。因此，对于外部故障，差动保护的误动作与实际故障发生时刻在时间上不同步，内部故障时，差动保护动作与实际故障发生时刻是一致的，即两者是同步的。同步识别法通过差动保护的启动元件反应故障发生的实际时刻，由差动电流判别元件反映保护的动作时刻，通过比较差动启动元件和差动电流元件是否同步动作，判别母线内部故障还是外部故障，区外故障TA饱和时闭锁母线差动保护。由于区外故障可能转换为区内故障，保护采用周期性的闭锁和开放方式。差动保护启动元件可以由母线电压或支路电流突变量等构成。

谐波制动原理的TA饱和闭锁判据。区外故障TA饱和时，二次电流波形发生畸变，差电流中包含大量高次谐波。内部故障时，差动电流基本为基波电流，谐波含量较少，因此，保护根据差电流中谐波分量的波形特征来检测TA饱和从而闭锁差动保护。

由于微机保护在数字运算等方面的优势，实际中还会结合其他判别方法，比如波形对称检测、差动电流变化率、相位比较等进行多判据判别，在TA饱和可靠闭锁差动保护情况下，能够加快区外故障转换为区内故障时保护动作速度。

5.3 保护构成原理

微机母线保护采用比率制动差动原理，通常由大差启动元件、小差选择元件和电压闭锁元件构成。大差启动元件根据母线上所有连接元件电流（不计母联电流）计算大差电流，作为母线内部故障的检测和保护起动元件，不受母线运行方式变化影响。小差选择元件按照各段母线分别设置，仅接入相应母线所连接的所有元件的电流（包括母联电流），作为该段母线故障的选择跳闸元件，小差元件与母线运行方式有关，需根据各支路刀闸位置信号，实时选择构成小差元件的各支路电流。为防止保护误动作，每一段母线设置相应的电压闭锁或复合电压闭锁元件，只有当电流差动元件动作并且相应母线段的电压闭锁元件同时动作时，保护才能动作切除故障母线。双母线方式保护出口逻辑如图14.6-9所示。

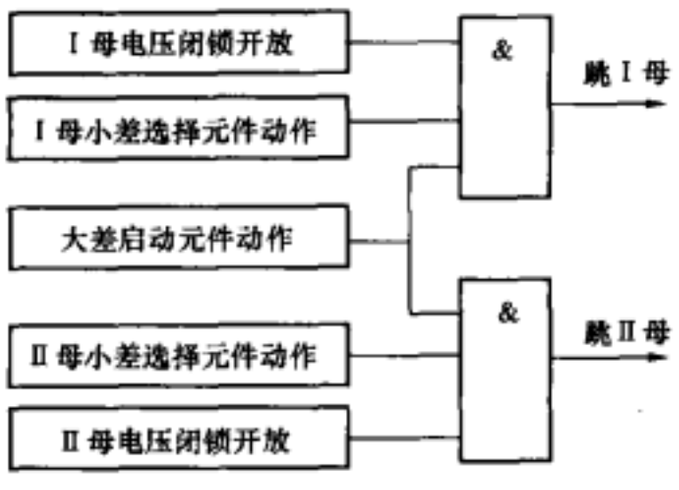


图 14.6-9 双母线保护出口逻辑图

保护设有起动元件，用于 TA 饱和判别时故障起始时刻检测，并起动保护。起动元件可利用母线电压突变量、电流突变量、或复合电压突变量及大差电流等判别起动。

母线运行方式识别是母线保护的重要问题。对于双母线接线，通过引入所有母线连接元件隔离刀闸辅助触点的位置信号，自动识别母线运行方式，还可通过计算各连接元件负荷电流来校核隔离开关辅助触点位置的正确性，实现对刀闸辅助触点的自检，也可根据正常运行时两段母线保护差电流来验证运行方式识别的正确性，从而实时跟踪母线运行方式变化。

微机母线保护还包括断路器失灵保护，可以由外部失灵启动装置独立启动，也可由保护本身实现失灵启动判别。保护可实现电流互感器和电压互感器断线检测，当电流互感器断线后，应立即闭锁母线差动保护，防止保护误动作。

6 分布式母线保护

6.1 分布式母线保护构成

随着微机保护和变电站自动化系统在电力系统广泛应用，保护功能得到不断增强和完善，保护就地下放、分散布置已成为发展趋势。以计算机网络为基础，面向间隔的分布式母线保护适应自动化发展要求，符合继电保护技术发展方向。国外已有比较成熟的分布式母线保护产品，并且得到应用。国内自 20 世纪 90 年代中期也已开展这方面的研究和装置研制，并有样机通过了试验。

分布式母线保护是按照面向间隔原则设计的，其基本构成如图 14.6-10 所示。保护系统通常由间隔单元（BU）、主站单元（CU，也称为中央单元）和网络总线三部分构成。

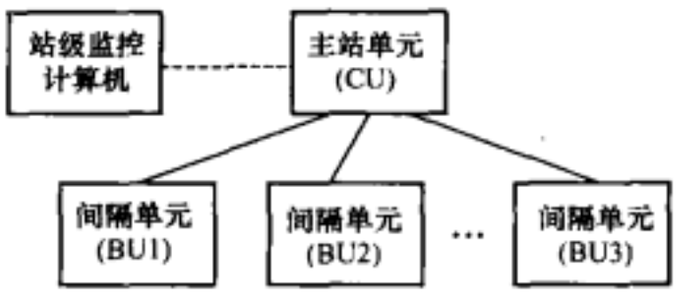


图 14.6-10 分布式母线保护结构图

间隔单元分散安装在靠近开关设备的间隔层控制与保护柜上，每个间隔单元对应于母线上的一个连接元件（连接回路），间隔单元完成每一单元模拟量电流和母线电压的数据采集，对相应断路器和隔离开关状态监视，并将这些模拟量和状态量通过网络直接传送到主站单元中。间隔单元还从主站单元接收跳闸命令，并作用于跳闸出口继电器。

主站单元 CU 一般完成保护算法处理和故障判别，母线运行方式识别，并发出跳闸命令，还实现各 BU 元件的同步，以及与变电站自动化系统的通信。

通信网络是分布式母线保护的核心，现有的几种分布式母线保护方案多采用基于光纤的星形网络，也有采用总线型和环形网络。国内的分布式母线保护方案中，间隔单元 BU 不仅承担模拟量和状态量的采集，而且还可接收其他间隔的相关信息，完成保护的算法处理和故障检测，发出跳闸命令，而主站单元 CU 仅仅进行对于各间隔单元 BU 的时间同步，此外与变电站自动化的监控系统进行通信。

图 14.6-11 所示为国内提出并研制的一种新颖的环形网络分布式母线保护。保护采用无中央单元的环形网络结构，各间隔单元通过单向环形通信网连接，间隔单元采集相应间隔电气量，并利用本时刻采样值电流进行差动保护计算，然后向下一间隔单元传送计算后的采样值差动量和制动量，直到最后一个单元汇总经过所有单元流水线计算获得的差动量和制动量，并进行差动保护判别。该保护采用流水线处理实现保护功能分布化，减轻了通信容量要求，解决了传送采样值与通信容量的矛盾，保证了数据通信的实时性，提高了保护动作速度。

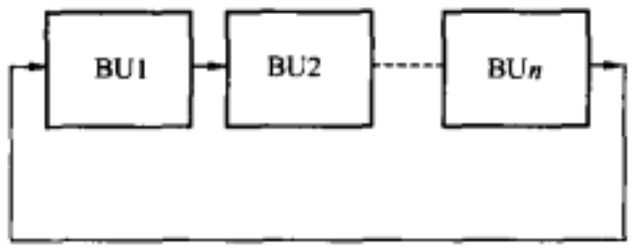


图 14.6-11 环形分布式母线保护

6.2 分布式母线保护关键技术

分布式母线保护系统的可靠性和性能主要取决于所采用的通信网络的性能。其关键技术主要是解决有关通信网络的拓扑结构、通信速率、采样同步及信息传输的编码纠错等问题。

应用于母线保护的网络首先应当满足保护的实时性要求，应选择传输速率高、传输距离较长、抗干扰能力强、可靠性高的网络拓扑和通信方式。分布式母线保护系统采用的网络主要有 IEEE－802.4 令牌总线协议局域网、基于光纤星型耦合器的现场总线、IEEE－488 并行总线（采用令牌访问协议）等。分布式母线保护通信通道主要传送各间隔单元电流量，电流量既可以传送电流相量，也可以传送电流瞬时采样值，它们影响到通信网选择。传送电流相量对通信网传输速率要求较低，但由于计算数据窗较长，影响保护动作快速性，而传送电流采样值对通信速率与通道可靠性要求较高，对采样同步性要求也很高。分布式母线保护系统通信网络可以采用局域网、现场总线等网络，但其介质访问协议不宜采用 CSMA/CD 等争用协议，无法适应母线保护的实时性要求。为防止变电站开关场强电磁干扰对通信链路影响，通信介质应选择光纤。

6.3 分布式母线保护特点

（1）分布式母线保护易于适应不同规模变电站的要求，系统可扩展性好，能灵活适应各种运行方式要求。

（2）分散安装于变电站开关场被保护设备附近，符合保护设备就地下放发展趋势，减少控制室占地规模，降低工程造价，也有利于未来电子式互感器应用。

（3）各个间隔单元相对独立，保护任务可由各间隔单元分布处理，某一单元误动作不会造成整个母线停电，提高了保护安全性和可靠性。

（4）可以大大减少 TA 二次电缆，减轻 TA 二次负载，有利于提高保护抗 TA 饱和能力，并简化了二次回路接线。

（5）分布式母线保护对通信网络依赖程度大大增加，需要解决数据采集同步问题，其可靠性受到网络的影响。

(6) 目前分布式母线保护的动作速度略慢于集中式母线保护。

分布式母线保护适应变电站自动化的发展趋势，是母线保护的发展方向，未来分布式母线保护将会得到应用，从而出现集中式微机母线保护和分布式母线保护两者并存的局面。

7 断路器失灵保护

电力系统有时会出现系统发生故障，继电保护动作出口而断路器拒动的情况，为此，对于重要的高压电网，需要装设断路器失灵保护，当断路器拒动时，将以较短时间切除与拒动断路器连接在同一母线上所有电源支路的断路器，将断路器拒动影响限制到最小。按照规程要求，在220～500kV电网以及110kV电网中个别重要部分，应按以下规定装设断路器失灵保护。

(1) 线路或电力设备的后备保护采用近后备方式。

(2) 如断路器与电流互感器之间发生故障不能由该回路主保护切除形成保护死区，而其他线路或变压器后备保护切除又扩大停电范围，并引起严重后果。

(3) 对220～500kV分相操作的断路器，可仅考虑断路器单相拒动的情况。

由于失灵保护误动影响范围很广，失灵保护必须有较高的安全性。在保证不误动前提下，应以较短时限有选择性的切除有关断路器。失灵保护必须具备以下条件方可起动：

(1) 故障线路或电力设备能瞬时复归的出口继电器动作后不返回。

(2) 断路器未断开的判别元件动作后不返回。

失灵保护由一组母线上各连接元件的相应保护出口继电器和故障判别元件起动，只有在发生故障连接元件的保护装置出口继电器动作后不返回，表明继电保护动作，断路器未跳开，同时在保护范围内仍然存在故障，故障判别元件处于动作状态时，起动失灵保护。故障判别元件一般应为相电流元件，发电机变压器组的变压器断路器失灵保护判别元件应采用零序电流或负序电流元件。时间延时按断路器跳闸时间与保护装置返回时间之和整定。为提高失灵保护的可靠性，采用低电压元件和零序过电压元件或负序电压元件作为闭锁元件，通过与门构成断路器失灵保护的跳闸出口回路。

第 7 章 电力系统安全自动装置

1 电力系统安全自动装置

由于电力生产的特殊性，在电力系统内配置了各种不同用途的自动装置，它们是电力系统中密不可分的一部分。电力系统安全自动装置是特指在电网的意义上所考虑的与全局运行安全有关的自动装置。当系统受到外力冲击时，电网结构或潮流有较大的变化，安全自动装置有助于将电力系统的状态恢复到比较稳定的运行状态。

这类装置主要有：自动重合闸、备用电源自动投入（备用设备自动投入）、自动准同期装置、自动按低频（低压）减载、自动解列等。其中，自动重合闸见本篇第 3 章 7 有关叙述。

1.1 备用电源自动投入装置

备用电源自动投入（简称备自投）装置可以提高供电的可靠性和安全性。

当电力用户要求两个以上的电源供电时，并不是将两个或多个电源馈线都直接接入受电母线形成网络或环形供电，这是为了避免和上一级电网形成电磁环网。在有电磁环的网络，当高一电压等级的输电网络因故障切除，造成潮流转移到低一级的电网将对设备造成危害，因此提倡在供（配）电一级的电网尽量采用不合环的运行方式。正常时一回线供电，当运行线路发生故障线路跳开时，利用备用电源自动投入的方式将另一回线路投入运行。

采用备自投方式提高了供电的安全性。避免了输电网络结构变化潮流向配电网络转移。

1.1.1 对备自投的要求

（1）当工作电源电压消失时，备自投应启动。工作电源的消失可以是故障、误操作等原因。

（2）当备用电源电压正常时，且工作电源已断开，才能投入备用电源。

（3）备投在一定的时间内只能投入一次，与重合闸要求相一致。

（4）从发现工作电源消失（备投启动）到备用电源开关合上的时间尽量短，停电间隔太长会对生产造成不利影响。

（5）备自投是将电压作为主要动作判据，因此备自投应有检测 TV 断线和闭锁的措施。

（6）应有闭锁备自投的开入接点。

（7）当备自投动作后，如果出现过负荷的情况，应有自动切负荷的能力。

（8）当两路电源同时无电压时，装置处于闭锁状态。

（9）备用电源和工作电源切换后，装置应能适应互为备投的情况。

1.1.2 备自投装置的构成

备自投可以用继电器构成。将电压、电流、时间及中间继电器按照要求的逻辑接线，可以满足使用要求。

利用可编程控制器或微处理器，（不需接线），可以构成任意的备自投逻辑。装置的启动、判断、执行逻辑完全不需要硬接线，备自投装置的可靠性得到提高，灵活性是分立元件组装的装置不可比的。

图 14.7-1 是一个备投装置的方案，主接线采用内桥接线。正常运行 QF1、QF3 合位，QF2 断开，1 线供电，2 线备用；设置恰当的启动条件，如 1 线电压消失，2 线有压，装置可启动，在无闭锁的条件下，装置动作出口。出口逻辑可以是单个动作，也可以是一串动作的组合。利用逻辑编程，可以设计出更复杂的备自投方式。

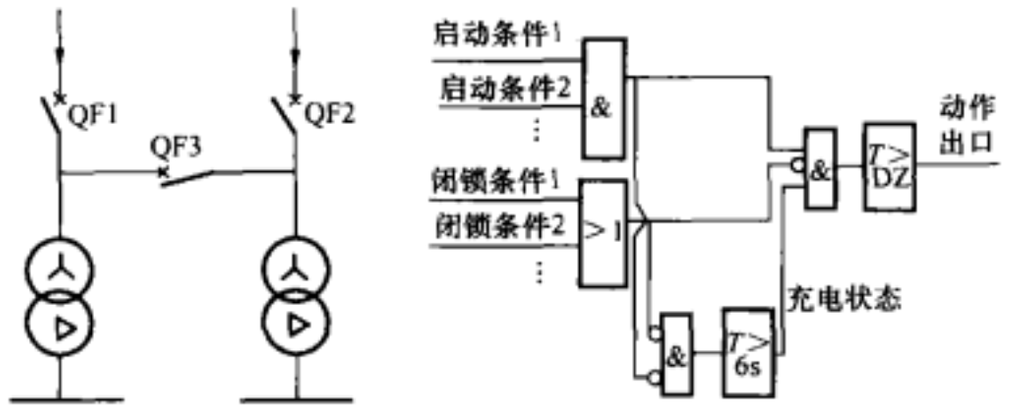


图 14.7-1 采用逻辑编程实施备自投的方案

1.2 按频率自动减负荷

在电力系统发生事故时，可能会出现严重的有功功率和无功功率缺额。

无功功率缺额可以用发电机的强行励磁、励磁调节器的调节能力补充。严重缺额时，用低压减载的方法强制电网无功取得平衡。

受锅炉和汽机的运行特性限制，有功功率缺额不能用快速增加发电机出力的方法达到平衡，否则会造成锅炉和汽轮机的损坏。为此，只能用断开不重要用户的方法平衡有功功率的缺额，维持频率 f 的稳定，使其保持在事故运行允许的范围内，避免发生使系统进一步恶化的事故。

1.2.1 电力系统的事故频率限额

一些国家规定频率偏差为±0.1Hz，电气钟误差±5s，我国的《动力系统调度管理规程》规定，频率偏差不超过 0.5Hz，较大容量的电力系统频率偏差不超过±0.2Hz。这是对电网正常运行状态的要求。

电力系统长期运行在低频率下是有害的。

（1）频率下降使得辅机出力降低，可能会进一步使发电机的出力降低。当频率降至 47～48Hz 时，给水泵、凝水泵、风机等效率显著下降，如不及时调整，可能会造成频率崩溃。

（2）系统频率降低，励磁机的转速随之降低，在励磁电流不变的情况下，系统的电压减低。

（3）系统长期运行在 49～49.5Hz 以下时，对汽轮机叶片会产生不良影响，频率低于 45Hz。叶片可能因共振而断裂。

（4）电力系统中的用户设备，它们的运行参数是按额定频率设计的，当长期使电网处于低频运行，对产品质量，生产效率产生严重的影响。

电力系统运行规程规定，电力系统的频率不能长期运行在 49.5Hz 以下，事故情况下，不能长期停留在 47Hz 以下，瞬时值不能低于 45Hz。这要求我们在电力系统由于事故造

成功率缺额的情况下，必须迅速切除相应的用户，使频率稳定在相对高的水平。

1.2.2　低频减载的工作原理

电力系统引起频率下降有一个过程，是通过所有在电力系统中运行的转动元件（发电机及用电设备的转动惯量）不断减速释放能量维持平衡的。系统运动的平衡方程为：

$$T_x\omega\frac{d\omega}{dt}=P_m-P_L=\Delta P \qquad (14.7\text{-}1)$$

其中，T_x 是所考察的电力系统转动惯量之和；ω 是角频率，随时间变化。假如功率缺额 ΔP 固定不变，系统频率将不断下降，必然造成系统崩溃。而实际上，当频率下降，用户从电网中汲取的功率减少，每个用户会分担一部分功率缺额。另外，当频率降低时发电机发出的电压可能也会降低，导致用户的负荷随电压减少而减少，负荷特性是频率的函数，设为

$$P_L=P_0\,(f/f_0)^K \qquad (14.7\text{-}2)$$

根据电网的运动方程和用户的频率特性联合列出的微分方程可解得，在发生功率缺额的电力系统中，频率要随时间下降，其下降的规律符合公式。

$$\Delta f=\Delta f_\infty e^{-\frac{t}{T_f}} \qquad (14.7\text{-}3)$$

其中，$\Delta f_\infty=f_\infty-f_0$ 为频率稳定值与额定频率之差；$T_f=\frac{P_{ge}}{P_{fhe}}\cdot\frac{T_x}{K}$ 为频率下降的速率，T_x 为被分析的电力系统中所有的转动惯量之和。

当电力系统由于解列或故障切机等原因造成较大的功率缺失，这可能发生两种情况：

（1）功率缺额不太大；电网频率 f 下降，用户负荷随之减小，因为功率缺额不大，当 f 下降到某一个频率时，功率缺额等于 0，频率不再下降。

（2）当功率缺额大时，系统 f 的下降，负荷的减少不足以使功率缺额达到平衡；由于 f 下降，运行电压下降，造成电力系统崩溃，为了确保电网运行稳定，必须切除一部分负荷，使之达到功率平衡，使频率能不再降甚至升起来。

1.2.3　低频减载的方法

由于电力系统的负荷是随机的，当频率 f 降低时，无法确切知道功率缺额的数值，一次就准确切掉所有的功率缺额。实际的低周减载装置安排了一些频率 f 计算点，称为自动减载的“轮”。

如图 14.7-2，正常时：频率运行在额定频率 $f=f_e$，在时间 t_0 发生功率缺额，频率按曲线 1 下滑，当下滑到 $f=f_1$ 时，第一轮低频启动，经 $dt1$ 时间切开一部分负荷。可能产生两种情况：切够了，频率按曲线 $2'$ 回升，稳定在某个频率 $f_{2\infty}$；没切够，但下降变缓，频率按曲线 2 的规律继续下滑。

当 $f=f_2$ 时，第二轮低频继电器启动，经 $dt2$ 时间又切开一部分负荷，如果频率下滑没有被制止，就依次切负荷，直到频率不再下滑。采用这种多轮切负荷的试探方法，尽可能保证了负荷的切除量恰到好处。

1.2.4　关于特殊论的设置

无论低频减载在哪一轮继电器动作后制止了系统频率的下滑，系统都有可能恢复不到额定频率的状态，为此，还要再配一个长延时动作的特殊轮（如 20s），再切除一部分负荷，以便使频率回升。在系统频率稳定后，如频率长期低于某一个状态，利用特殊轮动作再切一部分负荷使频率回升到正常值 $f=f_e$。

每轮低频动作需要切除的负荷量和低周减载的轮数，要

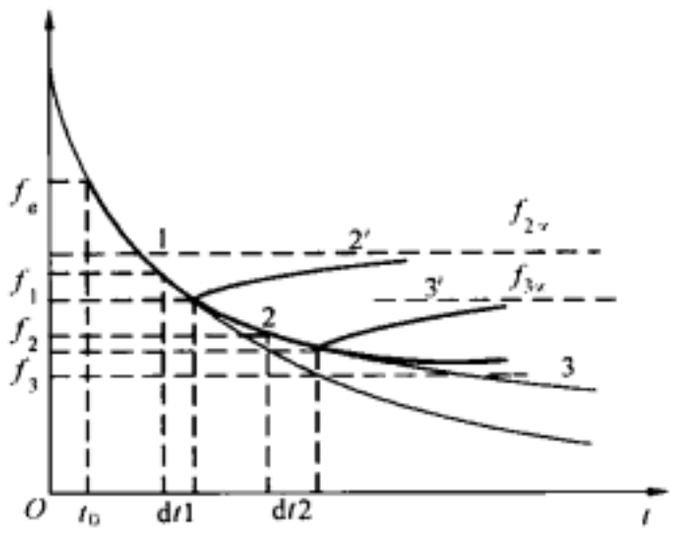


图 14.7-2　低频减载频率的演变过程

针对电网的实际情况分析和计算后确定，计算的方法和步骤参见电力系统的有关规程。

1.2.5　低频继电器的闭锁条件

低频减载的动作是由频率继电器启动的，为保证继电器仅在电网出现低频时动作，在低频继电器使用中，增加了一些闭锁条件。其中低电压闭锁保证了低频继电器获取频率的信号电压在一个可靠的范围上；滑差闭锁 df/dt 避免了开关突然断开时用户电动机群转速下降造成的低频率。过流闭锁有时用来解决装于变压器母线的低频继电器的误动。

1.3　自动准同期装置

将发电机并入电力系统，或将两个不同的电力系统合并成一个系统运行，是电力系统运行中必不可少的操作。为了在并网操作中避免出现过大的冲击电流或振荡，对并列操作时的冲击电流有如下规定：

并列瞬间所产生的冲击电流和冲击力矩不超过允许值，不导致失步。不超过允许值是指：

对汽轮发电机组　　$I_{max}/I_N\leqslant 0.65/X''_d$；

对电力变压器　　$I_{max}/I_N\leqslant 1/X_T$；

对有阻尼的水轮机　　$I_{max}/I_N\leqslant 0.6/X''_d$；

对无阻尼的水轮机　　$I_{max}/I_N\leqslant 0.6/X'_d$；

式中，I_{max} 为通过发电机或变压器的可能的最大冲击电流的周期分量；X'_d、X'_d 为发电机的直轴暂态电抗、次暂态电抗的标幺值；I_N 为设备的额定电流。

1.3.1　自动准同期的概念

待并列两部分的三相对应相电压要满足三个条件，称为同期条件：①电压幅值相等；②频率相等；③相位一致；这是理想条件。

工程上使用的条件称为准同期条件：①压差在 5%或 10%以内。②对应的滑差频率小于 0.1Hz 或 0.25Hz。③合闸角直接影响合闸瞬间最大冲击电流，规定的合闸角$\leqslant\pm 10°$。

满足准同期条件的合闸不会对设备产生过大的冲击。

1.3.2　电网的准同期并列方法

在需要同期的地点安装捕捉同期的装置，能够在并网操作时监视待并网两侧电压的幅值、滑差、相角差等的情况。根据所提供的情况，人工或自动调整待并网侧机组或电网的频率或电压，使其达到准同期并网的条件。当满足并网条件后，手动或自动合上并网开关。

采用手动准同期操作的误差比较大，因此有关同期并列的操作明确规定；对于 6MW 级以下的发电机允许使用带相位闭锁的手动准同期操作，对于 6MW 以上的发电机并列应使用自动准同期装置。自动准同期的含义包括自动的检测、调整频率和压差，并在准同期条件满足时自动地合上并列开关。

当两个电力系统并列时，应使用半自动的准同期方式，

系统电压、频率的调整由调度人员和运行人员手动或经通信联系相关的厂、站调整，同期装置在捕捉到准同期条件后，由操作人员发允许合闸命令，准同期装置在开放合闸的时间段内，自动选择恰当的时刻合闸。

1.3.3 自同期并列

自同期并列是另一种将机组并入电网的方法，将待并网的发电机转速升至接近额定转速[滑差 $S=\pm(1\%\sim2\%)$]，然后合上断路器，并给发电机投入励磁电流，由系统将发电机拉入同步。

自同期并列是针对发电机的，其优点是过程迅速，操作简单，对加快事故处理很有意义。

1.4 自动解列装置

电力系统振荡时，为了防止整个系统的稳定破坏，可以在预先选定的解列点实施解列。将原来联系在一起的电网分割，消除产生振荡的根源。

解列装置的判据主要有低频解列、低压解列、振荡解列。

1.4.1 振荡解列

目前常用的振荡解列装置是靠判断阻抗轨迹变化来区分是否进入振荡的。关于系统振荡时阻抗、电流、电压的变化规律见第 3 章 4。

1.4.2 解列点的选择

将电力系统解列为两块独立的电网来中止振荡，被解开的两部分电网应能分别保持稳定运行，或经采取措施能维持同步运行，满足上述条件的解列点可能是：

(1) 两个大电力系统之间的联络线，最容易发生功率振荡。子系统内相对坚强，解列后影响不大。

(2) 当主电网通过终端变电站与地区性电网联网供电时，需要在终端变电站到地区性电网之间的恰当地点安装解列装置。地区电网与主网联网，按要求还应装设低频和低压解列装置（或判据），必要时可加方向限制振荡的范围。

(3) 尚在运行的电磁环网。在高压侧的电磁环打开时，低压会产生大的负荷转移，可以利用过负荷判据实行解列。

(4) 被指定为事故时专带厂用电源的发电机组母联断路器。

1.4.3 振荡解列装置

目前振荡解列装置和发电机失磁失步装置所采用的测量判据主要是振荡时阻抗轨迹的特征。采用遮挡器法是目前装置的首选判据。从第三章有关叙述知道，系统振荡时阻抗轨迹是垂直穿越振荡中心的曲线，如图 14.7-3，当系统振荡失步时，阻抗轨迹的变化是从负荷阻抗向振荡中心移动，并穿越振荡中心；依次经过Ⅳ、Ⅲ、Ⅱ、Ⅰ的区域，可以判处振荡是否已发生。在短路时，测量阻抗将从负荷阻抗快速跳到短路阻抗；在负荷太大或功率摇摆时即使可能进入Ⅳ区，但不会依次进入Ⅲ、Ⅱ、Ⅰ区。实际使用的解列装置，为了稳妥，可以设定失步几个周期才判为振荡。

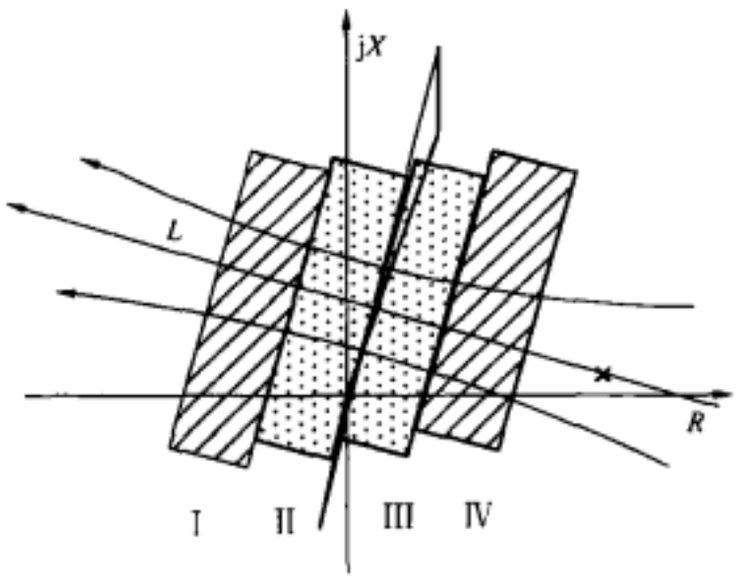


图 14.7-3 遮挡器判振荡

需要指明，虽然要安装专用的振荡解列装置来解开电网，但一般不允许保护装置在系统振荡时通过跳闸解开电网，保护装置要严格区分振荡与故障，确保其仅在故障时跳闸，只发生振荡时需要闭锁保护。

2 电网区域稳定控制装置

区域稳定控制系统是电力系统整个安全控制的重要部分。它与正常稳定运行状态下的安全控制（如自动调节电压、自动调节频率和功率等）和事故时的继电保护及事故后的恢复控制（如线路重合闸、备用电源自动投入等）共同协调工作，保证电力系统安全稳定运行。

较常使用的稳定控制内容是：

1）防止稳定破坏的控制。

2）终止异步运行状态的控制。

3）限制频率异常降低或升高的控制。

4）限制电压异常降低或升高的控制。

5）限制过负荷的控制。

区域稳定控制系统是由一组协调动作的装置组成，其整定参数应相互配合。控制系统可以是中央集中式（有中央控制设备，用远方信息传送通道与各就地设备联系）或分散式（仅有就地控制设备，无中央设备）。对于复杂电网的复杂控制系统（如防止稳定破坏控制系统）可按地区、分层次构成分区分层控制系统。各层设备具有不同的功能，一般主要控制功能由较低层装置实现，高层装置通常负责协调各低层的控制作用。

电力系统稳定和控制的分级见图 14.7-4。

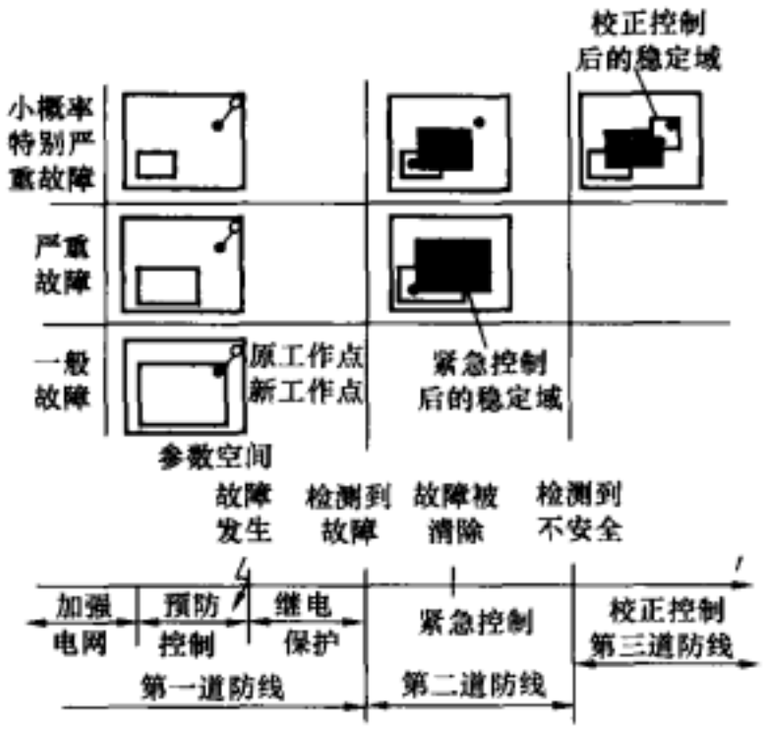


图 14.7-4 电力系统稳定和控制的分级

2.1 稳定控制装置重要性

电力系统稳定导则将系统稳定分成三个层次的问题。体现为三种不同性质的控制手段。

2.1.1 预防性控制

正常运行方式下的电力系统受到下述单一元件故障扰动后，保护、开关及重合闸正确动作，不采取稳定控制措施，必须保持电力系统稳定运行和电网的正常供电，其他元件不超过规定的事故过负荷能力，不发生连锁跳闸。

为了满足稳定的要求的，我们要：①按导则的要求搞好网架建设。②按照 $N-1$ 的原则对调度所能安排的运行计划逐一验证。③改善电网内的继电保护动作水平。④采用一些特定的安自装置作为可能发生问题的特殊地点的对策。

预防控制阶段一般不考虑切机、切负荷、解列等措施。因为所考虑的运行情况不应发生失稳。预防控制阶段应保证

绝大多数的系统扰动是安全的。

2.1.2　紧急控制

对于诸如母线保护故障切除，两回线相继故障等较严重改变电网结构的故障，如果靠限制电网输送功率的能力，来保证在这类故障条件下不出现稳定事故，将其纳入预防性控制的范围，这种限制将把电网变成一个效率极低的电网。

为了在较严重故障情况下提高电力系统承受冲击的能力，采用区域稳定控制装置，在监测到故障后根据情况即刻切除一部分电源或负荷，甚至连锁解列、切机、切负荷、快关主汽门、动态制动。紧急控制只有在检测到故障已经发生，且知道这种故障会造成失稳时才动作，虽然动作的影响面较大，但和保护装置一样，只要检测的判据准确可靠，稳定控制系统对电网正常运行不会造成影响。

2.1.3　校正控制

当电网真的失去稳定，必须采取措施防止系统崩溃，避免造成长时间大面积停电和对最重要用户（包括厂用电）的灾害性停电，使负荷损失尽可能减少到最小，电力系统应尽快恢复正常运行。

造成失稳的原因可能是开关拒动、继电保护和安自装置不正确动作、出现了决策表未能涵盖的故障等。依靠区域稳定系统的策略已经不好控制，必须由系统变量的实际动态行为来触发。校正控制发生在紧急控制失效之后。

区域稳定控制系统可以从整个电网中取得实时的信息进行全局性的判断，比分立式的装置更准确、更灵活的判断。这些信息的集中为发展新判据提供了基础。

区域稳定控制系统，提高了电力系统一次设备的能力。现代电力系统的功率交换规模越来越大，网络之间的联络越来越紧密，采用分散的、解决局部问题稳定装置已不适应。必须装设区域稳控装置并发展其技术以适应现代电网要求。

对区域稳定控制系统的基本要求就是动作可靠、响应迅速、判据准确有效。

2.2　区域稳定控制系统的构成

区域安全稳定紧急控制系统通常由一个主站若干个子站和若干个执行站组成，如图 14.7-5 所示，各站之间用通道相连，相互交换系统运行信息传递控制命令。

子站设置在发电厂的开关站母线，发生故障时，根据装置本身判断的故障类型及运行情况查对策表决定切机方式，并在得到继电保护信号确认后发出相应的切机命令；同时还接受远方变电所装置发来的切机信号，并根据本厂运行情况决定切机措施，发出切机命令。变电所子站设计为根据故障判别情况、运行方式及对策表，同样在得到继电保护信号确认后，通过通信通道向远方发电厂发送切机命令。切机逻辑关系可以如图 14.7-6 所示。

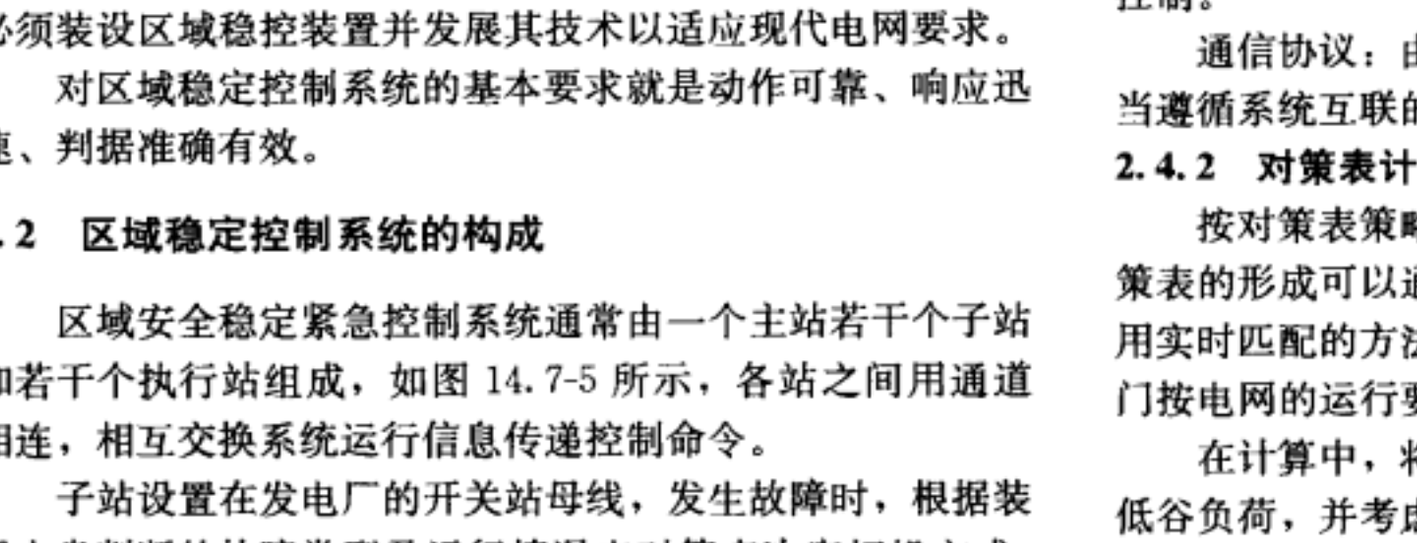


图 14.7-5　区域稳定控制装置基本结构图

除了切机命令外，控制命令还可用来切除负荷、汽轮机短暂或持续减出力快控汽门、无功补偿控制、动态电阻制动、直流输电调制、解列系统等，任何可以使电力系统稳定的操作都可采用。

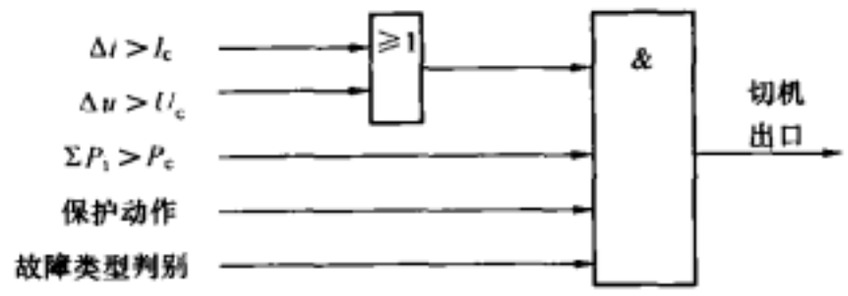


图 14.7-6　区域稳定控制的切机逻辑

Δi—瞬时相电流差；Δu—瞬时相电压差；$\sum P_i$—瞬时断面功率；I_c—电流启动定值；U_c—电压启动定值；P_c—断面功率启动定值

2.3　区域稳定控制装置的主要功能

区域稳控装置具有以下功能：①故障及类型的判别。②就地切机和远方切机。③运行方式判别。④计算并显示厂站主接线、母线电压、频率、功率及电压相角。⑤在线监测、故障事件报警、记录及事故追忆。

2.4　区域稳定控制系统的几项技术

2.4.1　传送控制命令的通道

区域稳控系统的控制方式需要经过通信通道实现远方传送控制命令。对传输命令的要求是：实时性、可靠性、准确性。为此，对通道的要求较高。

信道：选用微波或光纤信道，要求误码率小于 10^{-6}。

差错控制方式：当采用远方切机时，应该进行差错控制。

通信协议：由于通信网采用标准化体系结构，因此，应当遵循系统互联的网络协议和网络通信软件。

2.4.2　对策表计算

按对策表策略进行控制是目前技术上较成熟的方法，对策表的形成可以通过离线计算、在线计算来获得，还可以采用实时匹配的方法予以实现。其中，离线计算通常由调度部门按电网的运行要求计算得出。

在计算中，将计算负荷方式分为尖峰负荷、腰峰负荷、低谷负荷，并考虑发电机组可能出现的各种组合方式，具体停电检修方式按 $N-1$ 原则进行，即考虑停一条线路为一个检修方式。

根据不同的运行方式，将几种机组运行方式进行组合计算，得出结论；不同厂、变的不同界面功率；不同的故障类型及不同故障地点发出不同的切机方式；各厂、站均存有近百种不同运行方式下的对策，以此作为稳控装置切机的对策表（定值）。

2.4.3　稳控装置启动和故障类型判别

装置由相电流、零序电流的突变量启动，这样只考虑了故障电流，去掉了负荷电流影响。其表达式可为：$\Delta i = \| i(k) - i(k-n) | - | i(k-n) - i(k-2n) \|$。

故障类型判别：稳定计算结果要求控制系统能区分出单相短路、两相短路、两相接地及三相短路四种故障类型，并能对转换性故障（一种故障转换成另一种故障）作出判断。这些不同情况直接

对控制策略产生影响。

在发生故障后，如果母线电压明显降低，则稳控装置可以根据电压进行判断，否则，就根据逐条线路的短路电流进行判断。如何判断故障类型可以借鉴第 3 章第 6 节的方法。

2.4.4 用 ΔP 积分作为切机判据

采用反映故障后机组加速能量 ΔP（原动机功率与输出功率之差）积分是一种可以探索的控制策略。

稳定控制系统采取切机措施的主要依据是来自离线计算得到的策略表。策略表是根据对电力系统不同的运行方式、不同的界面功率、不同的故障类型及不同的故障线路进行大量稳定仿真计算得到的，数据量大，实现复杂，修改困难，且不能区分线路上不同点的故障，因而对不同情况只能按照最严重情况考虑，保证系统稳定，这样，可能造成切机量过大。采用反映故障后机组加速能量的 ΔP 积分作为辅助策略，用实时的测量量去修正切机的数量，这是稳控系统中的有益尝试。

第8章　变电站自动化

1　变电站自动化技术

1.1　变电站自动化技术介绍

国际电工委员会（IEC）给变电站自动化技术的定义为在变电站内提供包括通信基础设施在内的自动化。变电站自动化系统的功能是指变电站必须完成的任务。在国际大电网会议（CIGRE）的《变电站内数据流的通信要求》中，这些功能包括控制、监视和保护变电站的设备及其馈线。同时，还包括变电站自动化系统的维护功能，即系统组态、通信管理和软件管理等 63 种功能，并将这些功能分为 7 个功能组：

1）远动功能。

2）自动控制功能。

3）计量功能。

4）继电保护功能。

5）保护相关功能。

6）接口功能（如微机防误、GPS、站内空调、火警等其他系统的接口）。

7）系统功能（如当地监控、调度端通信等功能）。

1.2　变电站自动化系统典型结构

变电站自动化系统从结构上可分为集中式和分层分布式。

1.2.1　集中式

集中式变电站自动化系统主要以 RTU（Remote Terminal Unit）为中心构成的一种系统。如图 14.8-1 所示，由安装在控制室的 RTU 负责集中完成全站的四遥功能。RTU 与监控系统、继电保护装置通过通信方式交换信息。

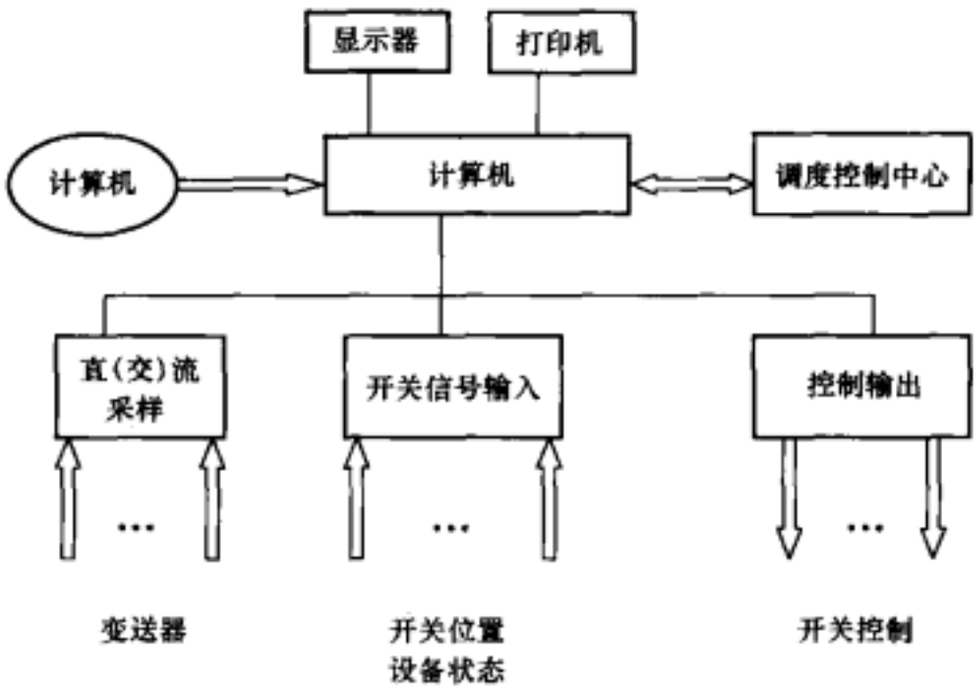


图 14.8-1　集中式变电站自动化系统

集中式变电站自动化系统是从远动系统发展而来，从功能上实现了遥测、遥信、遥控、遥调（简称四遥），可以满足变电站无人值班的要求。但这种方式需要在控制室和一次设备之间铺设大量二次电缆。整个系统的建设成本比较高。

1.2.2　分层分布式

分层分布式变电站自动化系统从逻辑上将变电站划分为三层：变电站层、间隔层和过程层。这种模式的主要特点是按照断路器间隔进行设计。将一个断路器间隔所需要的全部数据采集、保护和控制等功能集中由一个或几个智能化的测控单元完成。测控装置和保护装置等间隔层设备通过通信网络实现信息交换。根据需要，间隔层设备可以集中组屏安装，也可以下放到开关场，直接安装在断路器间隔或附近。

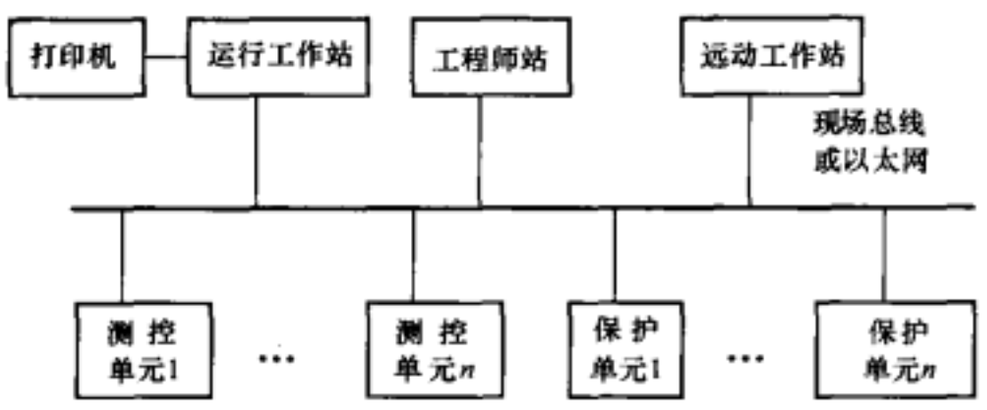


图 14.8-2　分层分布式变电站自动化系统

网络通信技术是变电站自动化系统的重要组成部分。国内变电站自动化系统所使用的通信技术也经历了一个发展的过程。最初使用 RS-485 总线，但这是一种一主多从的串口通信机制，缺陷比较多。后来现场总线技术发展了，由于现场总线具有抗干扰能力强、组网方便、使用简单等特点，LonWorks、CAN、Profibus、Interbus 等多种现场总线被应用于变电站自动化系统中。现场总线的使用，使分层分步式变电站自动化系统能够比较方便得实现，对变电站自动化技术的发展起了积极推动作用。但是，现场总线也存在网络带宽窄、成本高、通用性差等问题。220kV 及以上高压、超高压需要传输的信息比较多，对通信网络提出了更高的带宽要求，现场总线不能满足这些要求，需要使用新的技术来实现。后来工业以太网技术出现了，工业以太网由于高带宽、兼容性好、价格便宜等优点，被广泛应用于变电站自动化系统。从最初的 10M 以太网，到现在广泛使用的 100M 以太网，现在工业以太网技术已经成为变电站自动化系统的主流技术。

1.3　变电站自动化系统功能

IEC61850 把变电站自动化系统的功能分为监视、控制和保护 3 类子功能，具体可做如下分析。

1.3.1　监控功能

监控功能可以取代常规的测量系统，取代针式仪表；改变常规的操作机构和模拟盘，取代常规的告警、报警、中央信号、光字牌等；取代常规的远动装置等等。监控功能具体包括：

1.3.1.1　数据采集

一种是变电站原始数据，例如：来自一次设备电压互感器、电流互感器的电压和电流信号。另一种是变电站自动化系统内部数据交换或采集。例如：保护动作信号、电能量数据。

1.3.1.2　数据库的建立与维护

包括存储并不断更新来自 I/O 单元及通信接口的全部实时数据，以及存储并定期更新需要保存的历史数据和运行报表数据。

1.3.1.3 顺序事件记录及事故追忆

顺序事件记录包括：断路器跳合闸记录，保护及自动装置的动作顺序记录，断路器、隔离开关、接地开关、变压器分接头等操作顺序记录等。

1.3.1.4 故障记录、录波和测距功能

变电站的故障录波和测距有两种方式，一是由保护装置兼作故障记录和测距；另一种是采用专门的故障录波器。两种方式都与监控系统通信，监控系统可以获得有关数据。

1.3.1.5 操作控制功能

运行人员可以通过显示器对断路器、隔离开关和接地刀闸等一次设备进行分、合操作；可以对变压器分接头进行调节；对电容器等装置进行投、切操作。

控制可以分为调度中心远方控制、站内主控制室控制和就地控制。

1.3.1.6 安全监视功能

对采集的电流、电压、主变压器温度、频率等量进行越限监视，如发现越限，发出告警信号，记录越限时间和越限值。

1.3.1.7 人机界面

操作人员可以通过显示器、键盘或鼠标，了解全站运行工况，可对断路器等一次设备进行分合操作。可以显示实时运行参数、主接线图、事件顺序记录、越限报警、值班记录、历史趋势、保护定值等内容。可以输入互感器变比、保护定值等信息。

1.3.1.8 打印功能

打印报表和运行日志，断路器、隔离开关操作记录；事件顺序记录；越限等。

1.3.1.9 数据处理与记录功能

历史数据的形成和存储是数据处理的主要内容。

1.3.1.10 报警处理

报警处理内容包括：设备状态异常、故障；测量值越限以及网络中断等。

1.3.1.11 在线计算及制表

对变电站运行的各种参数进行统计计算，对主要设备的运行状况进行统计及计算。生成不同格式的生产运行报表。

1.3.1.12 远动功能

完成与远方控制中心通信，实现四遥功能。

1.3.2 保护功能

目前变电站自动化系统都采用微机保护系统，保护功能是变电站自动化系统最基本和重要的功能，包括变电站的主设备和输电线路的全套保护。各保护装置除了具备独立、完整的保护功能外，还需要具备丰富的对外通信能力，实现信息的共享。

1.4 社会效益与经济效益

采用变电站自动化技术可以为电力企业带来如下效益：

(1) 变电站的控制和调节由计算机完成，减少了劳动强度，极大地避免了误操作，使人为事故大大减少。

(2) 简化了二次接线，变电站整体布局紧凑，减少了占地面积，降低了建设投资。

(3) 提高了设备运行可靠性，维护方便。

(4) 减少了供电故障，延长了供电时间。

1.5 技术发展趋势

变电站自动化技术也是不断向前发展的，具有如下发展趋势：

(1) 遵循 IEC 61850，获得互操作性。

来自不同厂家的设备具有互操作性，可以方便得集成为一个系统，是变电站自动化技术今后发展的趋势。为获得互操作性，需要各厂家设计产品时，遵守 IEC 61850 标准。

(2) 电气设备状态监测与故障诊断将成为变电站自动化系统的组成部分。

电气设备状态监测与故障诊断技术发展很快，具有良好的应用前景。具体包括如下内容：电容型设备、变压器、断路器的监视与诊断等。

(3) 新型互感器的应用。

包括 ECT/EVT 或 OCT/OVT 的应用。

(4) 电能质量在线监测。

(5) 数字式视频图像监视技术。

2 变电站通信及 IEC 61850

2.1 变电站自动化系统通信

通信是变电站自动化系统重要的基础功能。借助通信可以实现信息共享，减少连接电缆和设备数量，实现变电站远方监视和控制，提高变电站运行的可靠性。

2.2 现有通信技术及其问题

变电站自动化系统的通信主要包括通信网络和通信协议两部分内容。

从变电站自动化技术出现至今，已经使用过 RS485 和各种现场总线，例如 Lon Works、CAN、Profibus 以及 MVB。现在随着工业以太网的出现和成熟，以太网越来越多得应用于变电站自动化系统。

目前变电站自动化系统使用的物理网络大约有 10 多种，协议种类则超过 100 种。不同厂家所使用的网络及其协议都是不兼容的，由此导致不同厂家的产品和系统之间缺乏互操作性。在实际工程中往往需要使用协议转换器来实现不同厂商设备的互联，使得系统集成变得复杂，增加了调试难度和时间，降低了系统的可靠性。另一方面，由于缺乏互操作性，用户选择产品的范围也受到限制。

因此，缺乏互操作是现有变电站自动化系统面临的重要问题，也是变电站自动化技术继续发展必须解决的重要问题之一。

2.3 IEC 61850 标准介绍

2.3.1 IEC 61850 概述

IEC 61850 是变电站通信网络和系统（Communication Networks and Systems in Substations）的国际标准，它规范了变电站内智能电子设备（IED）之间的通信行为和相关系统要求。

IEC TC57 从 1995 年开始制订 IEC 61850，2004 年开始正式发布，目前 IEC 61850 共 14 个部分已经全部成为正式国际标准。我国将 IEC 61850 系列标准等同引用为我国电力系统行业标准，编号为 DL/T 860 系列。

IEC 61850 吸收多种新技术，并大量引用多个领域的其他国际标准作为该标准的基础。因此，IEC 61850 是个庞大的标准体系，不应将其视作一个普通通信协议。

IEC 61850 是一种新的构建变电站自动化系统的方法，对工程、维护、运行和电力行业组织都产生很大影响。

IEC61850 采用面向对象的建模技术，面向未来通信的可扩展架构，来实现“一个世界，一种技术，一个标准”的目标，使来自不同厂家的二次设备能够实现互操作。

IEC61850 具有如下主要特点：

1）变电站三层模型。

2）设备统一建模。

3）抽象通信服务。

4）变电站配置描述语言。

5）详细定义了一致性测试规范。

2.3.2　IEC61850 标准构成

目前 IEC61850 有 10 部分，14 个分册，从逻辑上可分为 6 大类。

2.3.2.1　系统概貌

IEC61850-1　介绍和概述

IEC61850-2　术语

IEC61850-3　总体要求

IEC61850-4　系统和项目管理

IEC61850-5　功能的通信要求和设备模型

2.3.2.2　数据模型

IEC61850-7-4　兼容逻辑节点类和数据类

IEC61850-7-3　公用数据类

2.3.2.3　抽象通信服务

IEC61850-7-1　原理和模型

IEC61850-7-2　抽象通信服务接口（ACSI）

2.3.2.4　映射到实际的通信网络

IEC61850-8-1　映射到 MMS 和 ISO/IEC8802-3

IEC61850-9-1　通过单向多路点对点串行通信链路采样值

IEC61850-9-2　通过 ISO/IEC8802-3 传输采样值

2.3.2.5　配置

IEC61850-6　变电站 IED 的配置语言

2.3.2.6　测试

IEC61850-10　一致性测试

2.3.3　IEC61850 定义的变电站通信接口模型

IEC61850 定义了变电站 3 层通信接口模型，除了传统的变电站层和间隔层外，将采用非传统互感器和智能开关的一次设备定义为过程层。见图 14.8-3IEC61850 对这三层设备之间的通信接口关系进行了定义，如表 14.8-1 所示。

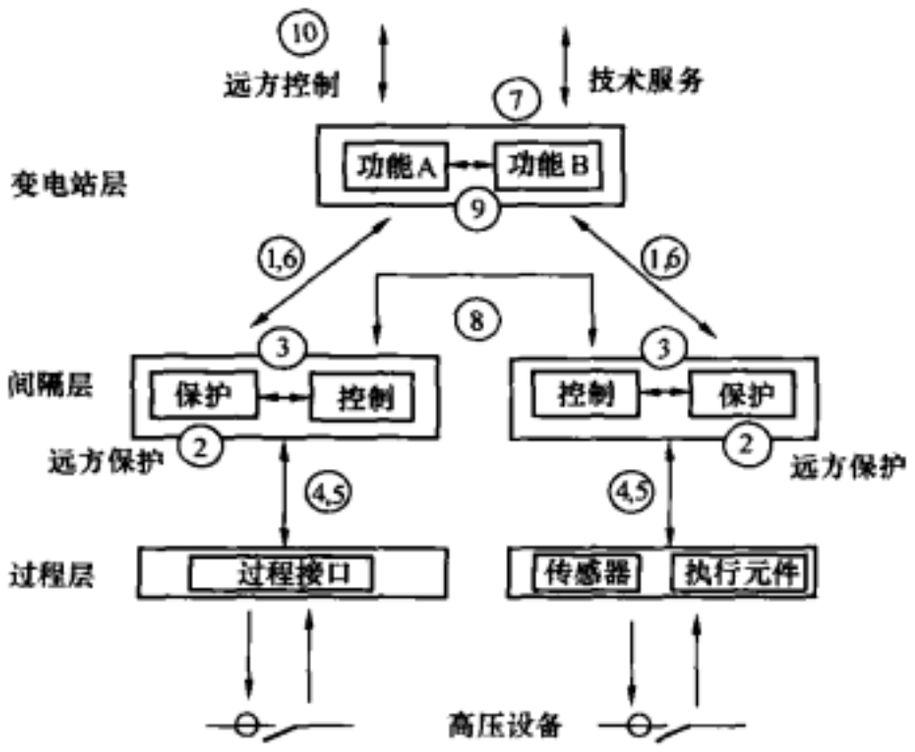


图 14.8-3　IEC61850 定义的变电站三层通信接口模型

通过 3 层通信接口模型，IEC61850 涵盖了现在和将来变电站自动化系统的各种通信需求。

表 14.8-1　IEC61850 定义的三层通信接口关系

序号	数据交互说明
1	间隔层和变电站层之间交换保护数据
2	间隔层和远方保护之间交换保护数据
3	间隔层之间交换数据
4	间隔层和过程层之间交换采样数据
5	间隔层和过程层之间交换控制数据
6	间隔层和变电站层之间交换控制数据
7	站层和远方工程师之间交换数据
8	间隔层之间直接快速交换数据（联锁）
9	站层之间交换数据
10	站层和远方控制中心之间交换数据

2.3.4　IEC61850 定义的信息模型

2.3.4.1　信息建模原则

信息模型就是信息的组织和表达方式。IEC61850 使用面向对象的建模方法对变电站自动化系统的二次设备进行建模。IEC61850 定义了大量的类，每种类有特定的属性和对应的访问服务。使用者可以根据需要从合适的类派生所需要的实例，每个实例都继承了该类的属性和服务特性。

IEC61850 在定义模型数据类时，采用了分层原则。将与 IED 功能无关的通用的信息定义为公共数据类，例如双位置可控点 DPC。将与保护、测控等功能有关的专用信息定义为一种专用的类也就是逻辑节点，例如距离保护逻辑节点 PDIS。而逻辑节点的属性则从公共数据类中派生。

在实际建模过程中，使用者可能会遇到标准中的逻辑节点或公用数据类不能满足实际需要的情况。IEC61850 给出了模型扩展规则，使用者可以按照规则进行所需模型的扩展。由于 IEC61850 本身具有良好的自描述性，即使进行了扩展，也能实现互操作。

2.3.4.2　信息模型层次

IEC61850 按照分层原则定义信息模型，如图 14.8-4 所示，从上到下依次是服务器（Server）、逻辑设备（LD）、逻辑节点（LN）、数据（Data）、数据属性（Data Attribute）。各模块之间的关系如图 14.8-5。

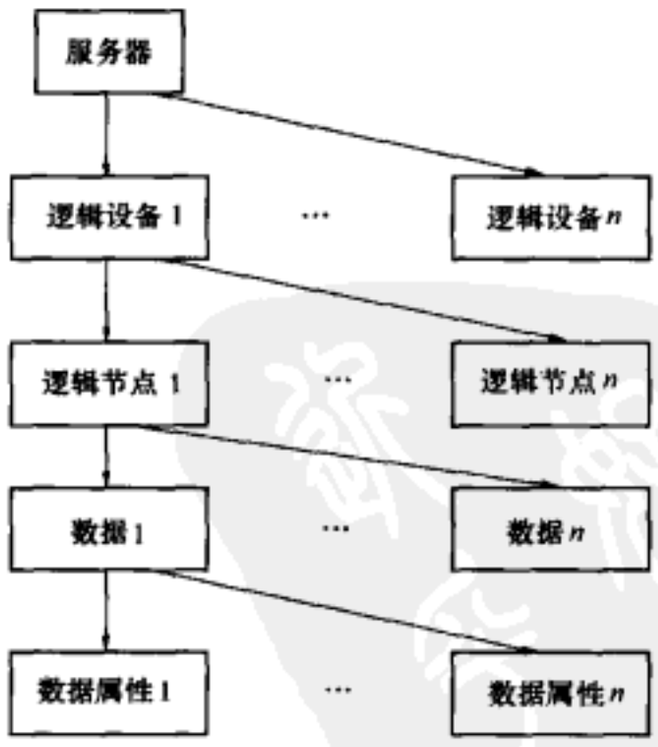


图 14.8-4　IEC61850 所定义的信息模型层次

功能：功能就是变电站自动化系统执行的任务，如继电保护、监视、控制等。一个功能由称作逻辑节点的子功能（Sub-Function）组成，它们之间相互交换数据。按照定义，只有逻辑节点之间才交换数据，因此，一个功能要同其他功能交换数据必须包含至少一个逻辑节点。

服务器：表示一个设备外部可见行为。在通信网络中，

一个服务器就是一个功能结点，它能够提供数据，或允许其他功能结点访问它的资源。

逻辑设备：一种虚拟设备，为通信目的能够聚集相关的逻辑节点和数据。另外逻辑设备往往包含经常被访问和引用的信息列表，如数据集（Data Set）。

逻辑节点：用来交换数据的功能最小单元，一个 LN 表示一个物理设备内的某个功能，它执行一些特定的操作，逻辑节点之间通过逻辑连接交换数据。

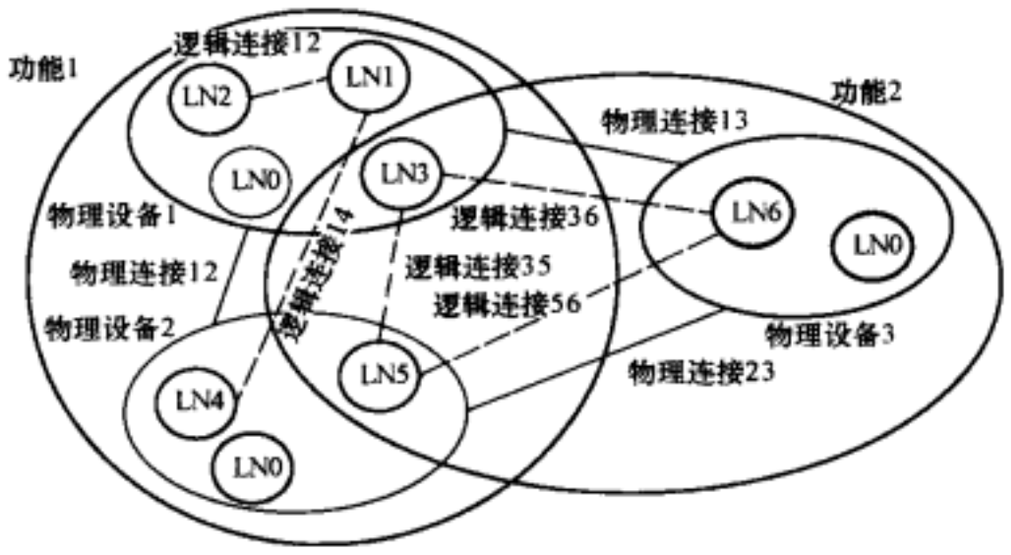


图 14.8-5 功能、逻辑节点和物理设备的关系

变电站自动化系统所要实现的功能都是由最小的功能单元逻辑节点实现的，在 IEC61850-7-4 中定义了约 90 个逻辑节点。

2.3.4.3 扩展规则

IEC61850 尽管定义了大量类，但不可能满足所有应用。使用者可以按照 IEC61850-7-4 附录 A 定义的扩展原则进行扩展。

2.3.5 IEC61850 定义的通信服务

为了适应快速发展的通信技术，避免由于底层通信技术进步而导致上层定义全面修改。IEC61850 对通信服务采用了分层定义的方法。将变电站自动化系统内部网络通信所需要的服务进行抽象定义，形成了抽象通信服务接口（ACSI），这些定义与具体的底层网络或协议无关的，所以具有通用性和稳定性，是面向未来的。在具体应用中 ACSI 需要映射到底层具体的网络和协议。目前 IEC61850-8-1 定义了 ACSI 到 MMS 之间的映射关系，如图 14.8-6 所示。这种映射称为特定通信服务映射（SCSM）。显然，随着技术的进步，当新的网络技术和协议出现时，可以通过定义新的 SCSM 来实现对新技术的支持，而不需要改动 ACSI。

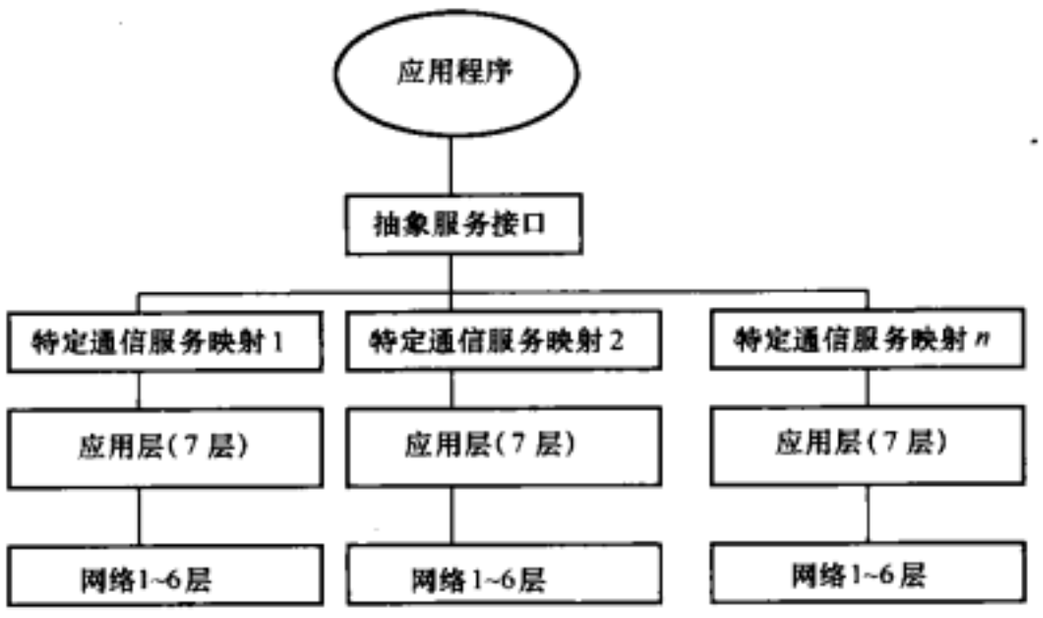


图 14.8-6 ACSI 与 SCSM 的关系

2.3.5.1 抽象通信服务接口（ACSI）

IEC61850-7-2 定义了下列 9 类 ACSI。

1）关联服务。

2）信息模型服务。

3）定值组服务。

4）主动上送的报告服务。

5）日志服务。

6）快速报文服务。

7）采样值服务。

8）对时。

9）文件服务。

这 9 类服务，其中每一类有细分为多种具体服务，总共约 60 种服务。通过这些服务可以满足变电站自动化系统网络通信的需求。

2.3.5.2 特定通信服务映射（SCSM）

SCSM 是实现 ACSI 与具体网络和协议映射的定义。IEC68150-8-1 定义了 ACSI 到以太网和 MMS 协议之间的映射关系。IEC61850-9-1 和 IEC61850-9-2 定义了过程层采样服务到以太网之间的映射。随着技术的进步，以后可能会出现新的 SCSM 来定义 ACSI 到新的网络或新协议之间的映射关系。

2.3.6 IEC61850 使用的通信协议和网络

2.3.6.1 IEC61850 使用的通信协议

IEC61850 使用的通信协议体系如图 14.8-7 所示。以太网技术是 IEC61850 目前的选择。不同服务对时间有不同的要求，据此使用不同通信协议栈。

（1）采样值的传输主要用于过程层与间隔层之间实时传输采样值，要求比较小的时间延迟，为此直接将应用层数据映射到 ISO/IEC8802-3 定义的逻辑链路层，在应用层和逻辑链路层之间不使用其他协议。为了提高传输效率，使用以太网的多播方式。

（2）通用面向对象变电站事件（GOOSE）用于间隔层设备之间的横向逻辑闭锁，实时性要求很高，从发送方到接收方要求小于 4ms。为达到高速传输的目的，直接将应用层数据映射到 ISO/IEC8802-3 定义的物理链路层，并使用以太网的多播方式，以提高传输效率。

（3）时间同步使用简单网络对时协议（SNTP），在传输层和网络层使用 UDP/IP 协议。

（4）通用变电站状态事件（GSSE）使用 OSI 协议。

（5）核心的 ACSI 服务使用的协议层次多，也比较复杂。ACSI 之下，在应用层使用制造报文规范（MMS）协议，在传输层和网络层使用 TCP/IP 协议或者 ISO 面向连接的协议。

随着技术的进步，可能出现新的网络技术，图中 ISO/IEC8802-3 所定义的部分会发生变化。

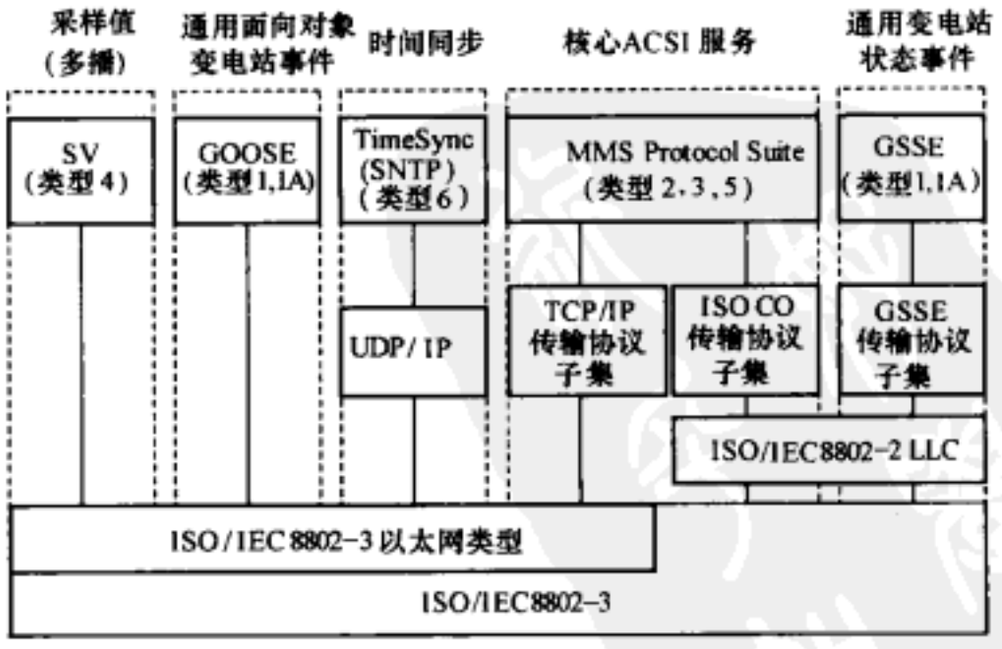


图 14.8-7 IEC61850 使用的通信协议体系

2.3.6.2 IEC61850 使用的通信网络

目前 IEC61850 所使用的是以太网技术。以太网的组网方式可分为总线型和环网以及双网或单网等多种形式。IEC61850 没有对以太网的组网方式作出具体规定，使用者

可以根据可靠性要求，选择使用总线型或环型。无论使用哪种方式，都需要使用以太网交换机。为了达到 GOOSE 服务的性能要求，IEC61850 要求所使用的以太网交换机必须支持优先级设置和虚拟局域网。

2.3.7　IEC61850 规范的变电站配置语言 SCL

2.3.7.1　SCL 介绍

IEC61850-6 定义了一种基于 XML 技术的变电站配置语言（SCL），用于描述变电站自动化系统和一次开关场之间的关系以及智能电子设备（IED）的配置情况。制定 SCL 语言的目的是为不同厂商的工程工具提供一种统一、标准的描述格式，使各种工程工具之间能够实现互操作，从而简化变电站自动化系统的集成过程并降低集成费用。SCL 是 IEC61850 技术体系的重要组成部分，是 IEC61850 工程实现的重要保障。

IEC61850-6 定义了 4 种 SCL 文件类型，分别为系统规范描述文件（SSD）、系统配置描述文件（SCD）、IED 能力描述文件（ICD）和 IED 配置后的描述文件（CID）。这 4 种 SCL 文件为现有变电站自动化技术带来了很大的变革，使系统集成过程从人工处理向自动化处理转变。

2.3.7.2　SCL 的配置过程

IEC61850-6 所描述的 SCL 的配置过程如图 14.8-8 所示。

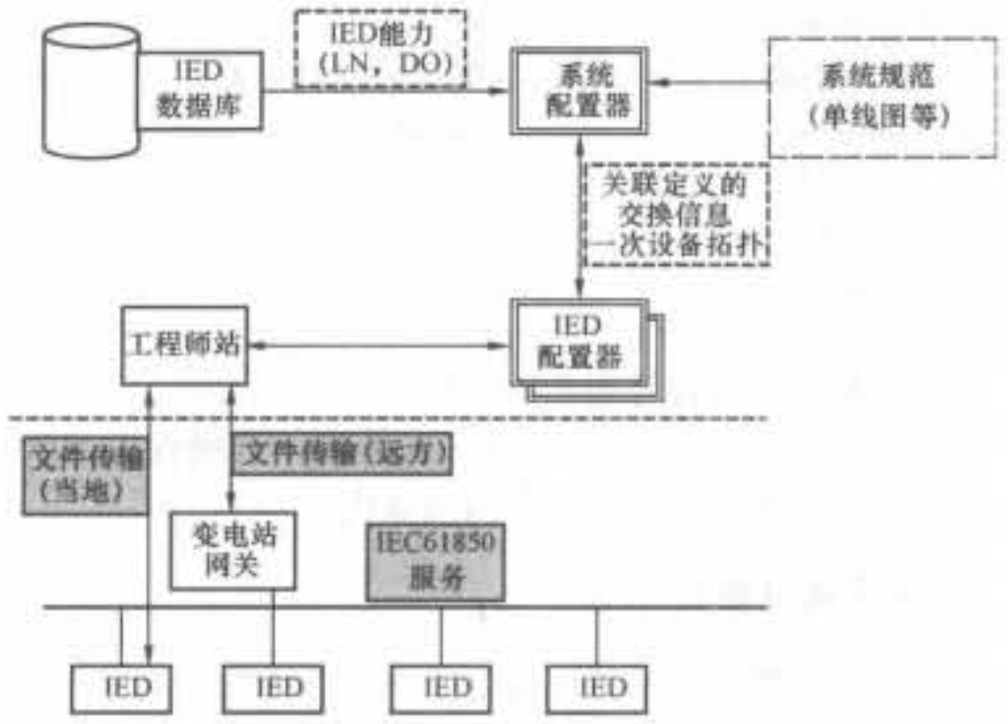


图 14.8-8　配置过程信息流动参考

系统配置器：一种系统集成工具软件，为系统集成商所使用。该工具以描述 IED 能力的 ICD 文件和描述系统的 SSD 文件为输入，经过使用者干预，输出系统配置描述文件 SCD 和 IED 被配置后的描述文件 CID。系统配置器可以独立存在，也可以集成在监控系统中。

IED 配置器：IED 制造商的专有的工具，以 CID 文件和工程师站为输入，产生 IED 特定格式的配置文件，或能够把 IED 配置数据下载到 IED。

基于 SCL 的配置过程如下：

1）IED 厂商提供一个 IED 能力描述文件 ICD，该文件的内容由装置本身的功能决定。

2）各种 IED 的 ICD 文件可以存入 IED 数据库中，供系统配置器使用。

3）系统配置器从 IED 数据库中读出描述 IED 能力的 ICD 文件。

4）配置工程师根据从 IED 数据库读出 ICD 文件以及系统规范进行 IED 配置，包括通信配置。

5）系统配置器处理这些配置数据，产生全站的配置文件 SCD。

6）IED 配置器接收并处理该 SCD 文件，具体 IED 的配置文件 CID。

2.3.7.3　SCL 的应用方式

IEC61850-8-1 的附录 D 对于声明支持 SCL 的实现定义了 3 种一致性级别，分别为离线方式、在线方式和支持在线修改方式，其中离线方式是要求必须支持的。

2.3.8　IEC61850 的一致性检测

为了检测开发的智能电子产品（IED）是否符合 IEC61850 标准，IEC61850-10 定义了一致性测试的程序、内容以及测试项目。设备的一致性是其实现互操作的基础。需要注意的是，IEC61850 所定义的一致性测试都是针对服务器端，而不是客户端。IEC61850 的一致性测试主要包含如下项目：

1）配置文件的测试项。

2）数据模型的测试项。

3）ACSI 模型和服务映射测试项。

上述每一种 ACSI 模型和服务的测试应分别进行肯定和否定 2 种测试。

2.3.9　IEC 61850 的发展

到 2005 年，IEC 61850 的 14 个分册已经完全出版了，但是 IECTC57 对于 IEC 61850 的工作始终没有停止，标准本身是一直在修订和发展的。IECTC57 根据实际使用中出现的问题以及新的需求，TC57WG10 一直对相关分册进行修订，不久将会出 IEC 61850 的第二版。

由于 IEC 61850 标准所代表技术的先进性和通用性，以该标准作为基础而派生出的电力系统新的标准越来越多，涉及电能质量监测、跨变电站的联锁、变电站到控制中心之间的通信协调、风力发电的监控、水电厂监控等。

IEC 61850 技术将成为电力系统信息技术的基础，对电力自动化技术的发展产生巨大的影响。

2.4　IEC 61850 与现有技术的比较

2.4.1　数据模型

现有协议都是面向信号的，是线性的点，以点号来识别，自描述性差，需要通信双方事先约定。IEC 61850 使用了面向对象建模技术，数据模型具有自描述能力，又有 SCL 来表达，通信双方不需要事先约定。简化了数据管理和维护工作。

2.4.2　通信协议

现有技术往往不严格分层，应用层与底层联系比较紧密。当底层发生变化时，上层协议往往需要做比较大的改动。IEC61850 定义了独立于所采用网络和应用层协议的通信服务。利用 ACSI 和 SCSM 技术，解决了标准的稳定性与未来网络技术发展之间的矛盾。

2.4.3　工程配置过程

现有技术没有定义工程数据格式，在实际工程中不同厂家的工程工具不能共享数据。IEC61850 定义了统一的变电站配置语言 SCL，使得不同厂家的工程配置工具可以实现互操作，提高了自动处理能力，简化了工程配置过程。

2.4.4　影响范围不同

现有技术的通用性比较差，每一种技术的适用面比较窄。由此导致多种技术并存，之间又缺乏互操作的局面。IEC61850 虽然是为变电站自动化系统的网络通信服务的，但是所采用的技术具有很强的通用性，在此基础上又派生出了风电、水电、电能质量、智能开关等多种标准。这使得未来电力系统实现无缝通信成为可能，使信息共享更加方便。所以 IEC61850 对电力系统自动化技术的影响范围是现有技

术不能比拟的。

3 电子式互感器的应用

电力系统一直采用电磁式电流、电压互感器或电容分压式互感器（CVT）来取得保护和测量信号。电压互感器的二次额定电压为 100V，电流互感器的二次额定电流为 5A（1A），可提供较大的功率直接驱动机电式仪表和继电器。这些常规互感器的最大缺点是随着电压等级提高，制造技术越来越复杂，制造成本和绝缘水平越来越高。

近年来，许多国家都开始进行新型电流互感器的研究。在现代电子和光纤技术的推动下，出现了许多新型的光学和电子式互感器，其二次输出将以数字信号的方式进行传输，进而采用光纤代替铜导线传输模拟量的方式，这将给变电站的结构和模式带来新的变革。

在 IEC60044-7/8 中，并没有对光学原理或电气原理的传感型式进行区分，一律称为电子式传感器，简称 ECT 或 EVT。仅在讨论到具体的传感器时，才区分光学和电气的传感型式。

IEC 已经制定了关于电子式电压互感器（IEC60044-7）及电子式电流互感器（IEC60044-8）的标准，我国 2005 年对这两个标准的转化工作已完成，准备等同采用。这加速了国内的开发兴趣。为了更好地适应变电站自动化技术的发展需要，IEC 正在制定新的标准，相信不久的将来，电子式互感器将成功地应用在变电站监控系统中。

3.1 基本结构和参数

在 IEC60044-8 中，明确提出了关于电子式互感器的通用框图（图 14.8-9），并指出，依据所采用的技术确定电子式互感器所需的部件，图中所列出的部件并不是每个电子式互感器不可缺少的。

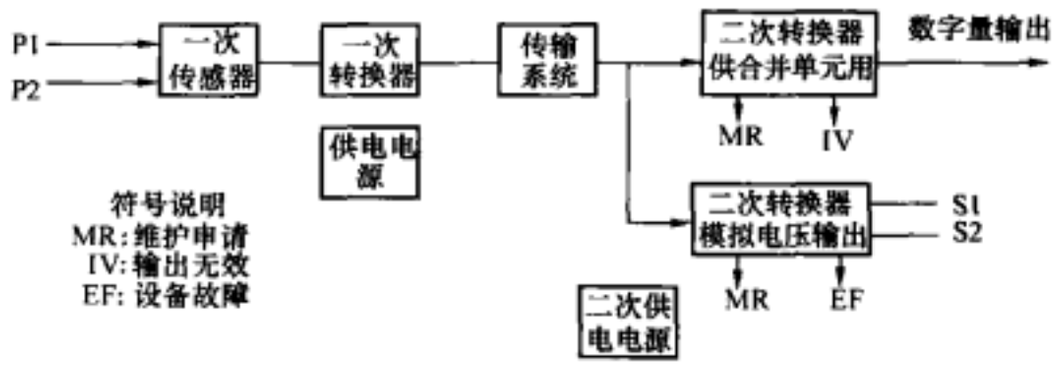


图 14.8-9 电子式互感器通用框图

电子式互感器（ECT、EVT）在 IEC60044-8 中是这样定义的：一种装置，由连接到传输系统和二次系统的一个或多个电流、电压传感器组成，用以传输正比于被测的电气量，供给测量仪器、仪表、继电保护和测量控制装置。在数字接口的情况下，一组电子式互感器共用一个合并单元。

在 IEC60044-8 中，提供了一个合并单元配置在一个出线间隔的例子，如图 14.8-10 所示，这个例子不是唯一的，可根据工程的要求配置。

电子互感器传递正比于一次电压、电流等被测量的信号，能提供数字接口，有通信能力，它的信号能供给保护、监控、测量等装置，是未来变电站中传统电流互感器和电压互感器的替代设备。

3.2 输出特性

IEC60044-7/-8 对电子式互感器的模拟量输出的标称值规定如下：

1）当一次为额定电流 Ied 时，二次输出可以为以下各档电压 U（有效值）：22.5mV，40mV，100mV，150mV，225mV，1V，4V。其中 4V 仅用于测量用途。

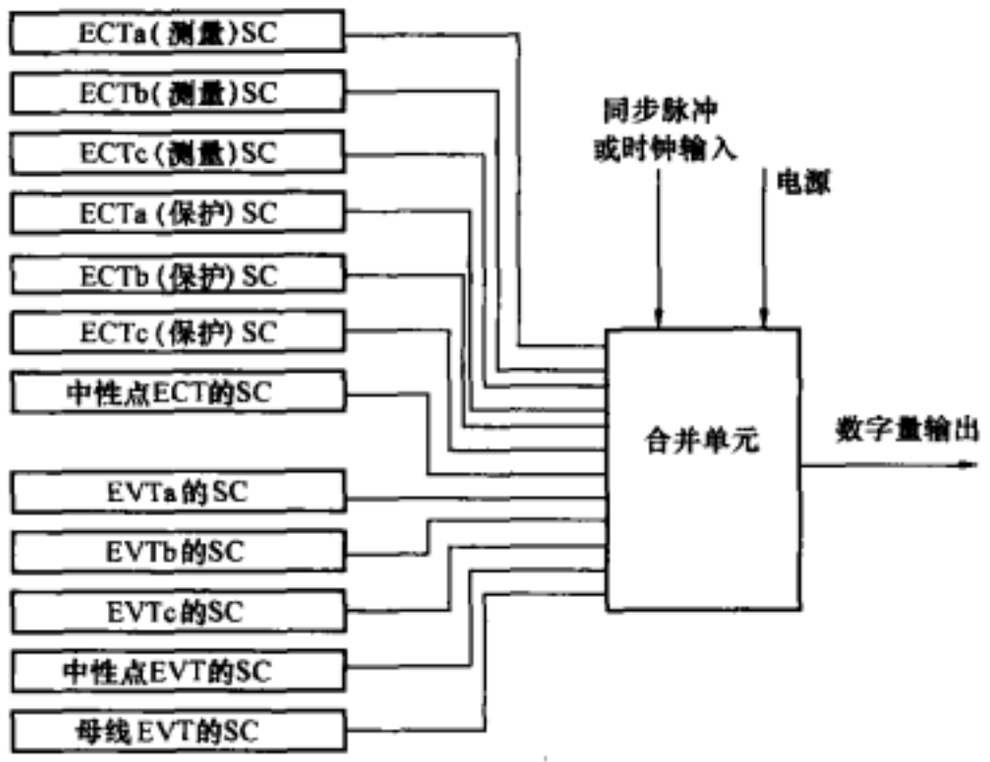


图 14.8-10 合并单元的例子

2）用电阻表示的额定负载标准值为：10kΩ，20kΩ，50kΩ，200kΩ，500kΩ，2MΩ，5MΩ。

3）对应额定值的模拟量，电子式电压互感器二次输出电压以有效值表示为：1.625V，3.25V，6.5V，100V。

4）输出容量。当二次电压小于 10V 时，以伏安表示为：0.001，0.01，0.1，0.5（VA）；当二次电压大于 10V 时，以伏安表示为：1，2.5，5，10，15，25，30（VA）。

电子互感器的数字量输出与额定值的对应关系（见下表）：

装置名称	测 量	保 护
ECT	2D41H	01CFH
EVT	2D41H	2D41H

表中数据为有符号的十六进制数，对应的数字范围从－32768 到 32767，对应的额定值（有效值）可确保在最大瞬时值时不会出现正方向或负方向的溢出。

3.3 电子式互感器介绍

电子互感器将大电流、高电压线性地传变为电子设备所需的信号。目前已采用的技术可以做如下分类，如图 14.8-11。

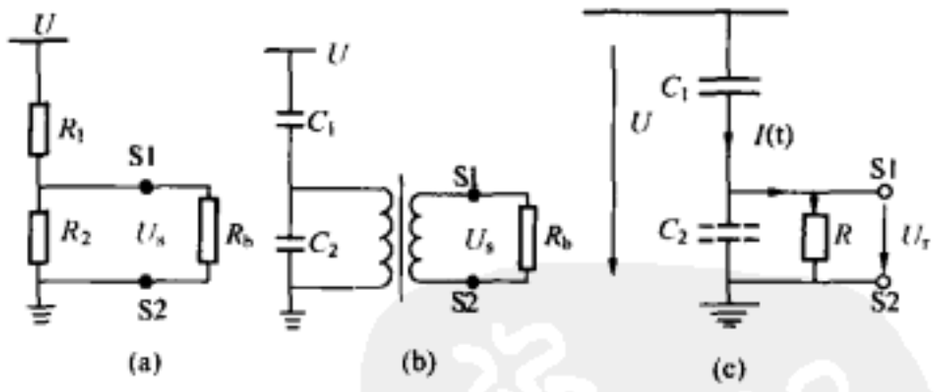


图 14.8-11 电子式电压互感器的取样方法
（a）电压分压；（b）电容分压；（c）电容取样

3.3.1 常规或半常规的信号采集方法

将电压电流信号直接变成小信号（电的），再 A/D 变换成数字信号输出。

3.3.1.1 电阻、电容分压电压互感器

常用于较低的电压等级。当用于较高的电压等级时很难得到较好的精确度。分压器可采用电阻，也可采用电容。

3.3.1.2 电容电流取样式 EVT

国外一些公司采用了一种电容取样的电路取得电压信号。设有一个电容 C_1，经小电阻 R 接地，由于容抗 X_{C2} 远远大于电阻 R，电容 C_1 上流过的电流为 $i(t)=C_1\frac{d}{dt}U(t)$，

落在电阻上的电压为 $u_2(t)=Ri(t)=RC_1\frac{d}{dt}U(t)$，所得的二次电压 $u(t)$ 正比于一次电压的导数。这样的方法适合于 GIS 开关，电容 C_1 是由导线线棒和一个外电极组成，由于测量的是电容电流在电阻上的压降，技术上易实现，性能也较稳定。要注意的是所采信号正比于一次电压的导数，需对其进行积分处理。

3.3.1.3　小功耗电流传感器(LPCT)

影响带铁芯的 TA 的精度的主要原因是铁芯饱和，使铁芯饱和的因素和 TA 二次回路电动势有关，减小二次回路功耗，就可以避开饱和。

当 A/D 与小铁芯线圈做成一体时，负载恒定。在需要的测量范围为额定电流时，铁芯二次回路的功耗可以做得很小，铁芯工作在线形范围，可以有极高的精确度。见图 14.8-12。即使用于测量大电流(如故障电流)，LPCT 也是一种较好的选择。

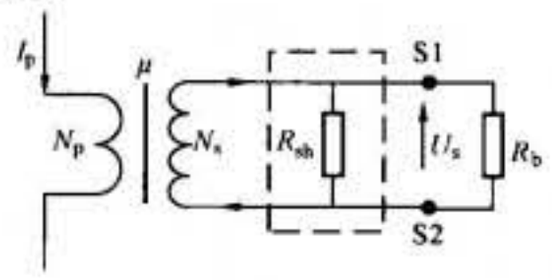


图 14.8-12　LPCT 示意图

3.3.1.4　罗果夫斯基线圈

保护装置需要测量大电流可采用空心线圈传感器(罗果夫斯基线圈)。

罗果夫斯基线圈可通过将导线均匀地绕在一个非磁性的骨架上来构成，如图 14.8-13 所示。对于空心线圈，由安培定律表明，在负荷为高阻抗 Z 时，线圈的输出电压是穿过线圈的一次电流线性函数。

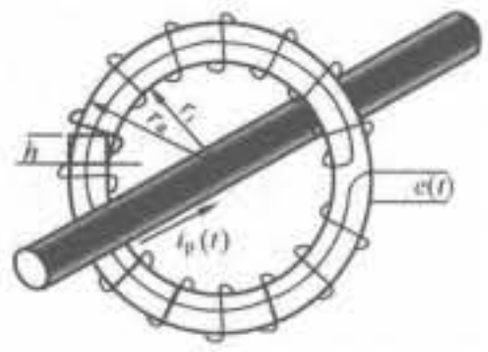


图 14.8-13　罗果夫斯基线圈

对于矩形截面的线圈，输出电压与输入电流之间存在这样的关系：

$$e(t)=\frac{\mu_0 Nh}{2\pi}\ln\frac{r_a}{r_i}\cdot\frac{di_p(t)}{dt}=M\frac{di_p(t)}{dt}$$

式中：$M=\frac{\mu_0 Nh}{2\pi}\ln\frac{r_a}{r_i}$ 为互感系数；μ_0 为真空中的导磁系数；h 为矩形线圈的厚度；r_a 和 r_i 为线圈的外半径、内半径；N 为线圈的匝数。

在稳态正弦电流情况下，有：$\dot{E}=j\omega M\dot{I}_p$。

罗果夫斯基线圈输出端是一个电压信号，与输入电流的导数成比例，为得到与电流成比例的信号，需要进行积分处理。

3.3.2　常规 ECT 和 EVT 的供电

常规或半常规的 ECT、EVT，需要从高压区取得信号且信号很小，采用传统方法将信号绝缘后输送到低压区再进行 A/D 变换是不现实的。信号从高压区安全引到低压区，信号的引线必然很长，外界的干扰和被传输信号的大小是同等级的甚至更强，信号的可信度很差；另外，传输信号的导线电感、电容对于测量的精度影响，对不同的频率是不同的，频率特性造成的压降是无法纠正的。

要避开信号引线太长造成的干扰和误差，信号的处理必须在高压区直接完成的，处理过的数字信号经过光缆传输到地面，从而解决了小信号传输造成的干扰。由于高压区有电子处理单元，就必须解决高压区电子单元的供电问题，我们一般把这种需要向高压区供电的 ECT、EVT 称为有源式电子互感器。以区别于完全靠光学传感器构成的电子式互感器。

有源式电子互感器的供电要求：①可靠，能在较恶劣的环境下工作；②能适应各种运行情况；③电源的寿命要有一定的保证；④功耗小。目前见到的几种供电方案介绍如下：

1)利用特制的 TA 或 TV 直接从电网中获取电能。当电网的电流太小，或线路停电时，需用小电池补充供电，使电子式互感器工作。

2)采用激光源经光纤传给光电池提供能量，再由光电池对电子回路供电。

3)利用站内的直流电源逆变成交流，经交流耦合和绝缘隔离后送入高压区，这种方法对 GIS 组合开关时可以采用的。

这几种供电技术各有优缺点，综合采用几种技术的做法也是常用的。

3.3.3　光学电流、电压传感器

3.3.3.1　光电流传感器(OCT)

OCT 是利用法拉第效应测量磁场强度进而达到测量电流的目的。

法拉第磁光效应：如图 14.8-14，当一束线偏振光穿过介质时，如果沿光波传播方向施加一外磁场，则其偏振面将旋转一个角度。$d\theta=v\vec{H}\cdot d\vec{l}$，这可以看成电磁感应定律的推广，当光强 E 变化时产生位移电流，位移电流在外磁场的作用下使 E 的偏振面发生旋转。

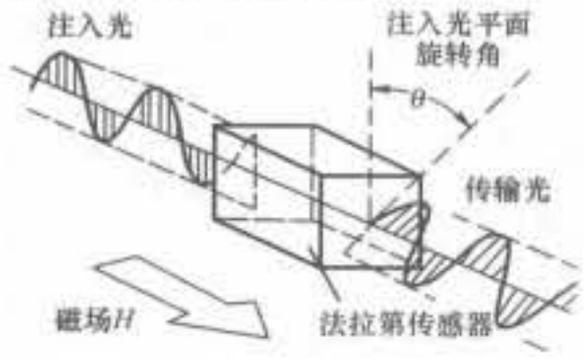


图 14.8-14　法拉第磁光效应

使一束偏振光环绕一根导线时，此偏振光的路径的线积分正好是电流产生磁场的线积分。偏转角正比于电流。

$$\theta=v_e\int_L^r H\cdot d\vec{l};\ I=\int_l^r NH\cdot d\vec{l};\ \theta=v_e I$$

式中：v_e 为磁光晶体费尔德常数(Verdet)；H 为磁场强度；L 为光束通过磁场路径。

利用法拉第磁光特性测量电流的基本原理。实现测量的方法可以是①块状玻璃式、②全光纤式。它们的作用是使光线环绕被测导线，图 14.8-15 是块状玻璃构成的传感器的示意图。一束激光经起偏器形成偏振光进入光学玻璃，沿着光学玻璃规定的路径环绕载流导体一周或几周，偏振面的角度发生变化，输出的偏振光经检偏器、准直透镜，测量光强就可以得到偏转角，相应获得电流的大小。

3.3.3.2　光电压传感器(OVT)

光电电压量测的基本原理是将高电压变换成光信号，此信号通过光纤从高压侧传至低压侧，然后将光信号还原为低压电信号实现电压测量。高压线路对地电压 U 是线对地空

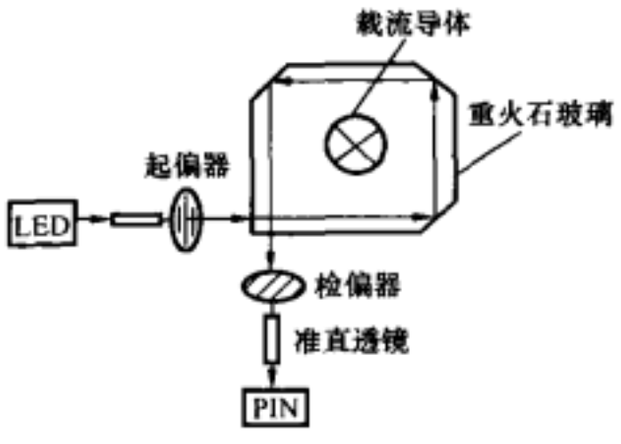


图 14.8-15 OCT 传感原理示意

间电场强度的积分：

泡克尔斯光电效应是一类晶体的物理特性，利用泡克尔斯效应可将电场强度的积分转换成光的强度进行量测。电一光电压变换原理如图 14.8-16 所示。

某些透明的光学介质在未加外电场作用时是各向同性的，在外电场的作用下，光学介质变为双轴晶体，从而导致折射率及通过晶体的光偏振状态发生变化，一束偏振光变成两束相位不同的线偏振光，产生双折射现象。根据光在晶体中传播的路线是和外加电场平行还是垂直，可得到计算两束偏振光相差 δ 的公式。当横向加一电场的电光晶体时，输出的两束光的相位差和未加电压的关系为：$\delta=\frac{2\pi}{\lambda}n_0^3\gamma_{41}\frac{l}{d}u=\frac{\pi}{U_\pi}u$；其中 $U_\pi=\frac{\lambda d}{2n_0^3\gamma_{41}l}$；是使 $\delta=\pi$ 时所需施加的外电压；如果外加电场和光前进的方向一致，输出的两束光的相位差和外加电压的关系是：

$$\delta=\frac{2\pi}{\lambda}n_0^3\gamma_{41}u=\frac{\pi}{U_\pi}u;\ \text{其中}\ U_\pi=\frac{\lambda}{2n_0^3\gamma_{41}}$$

；和传感器的晶体特性相关，表示光偏转 180°所要施加的电压值。

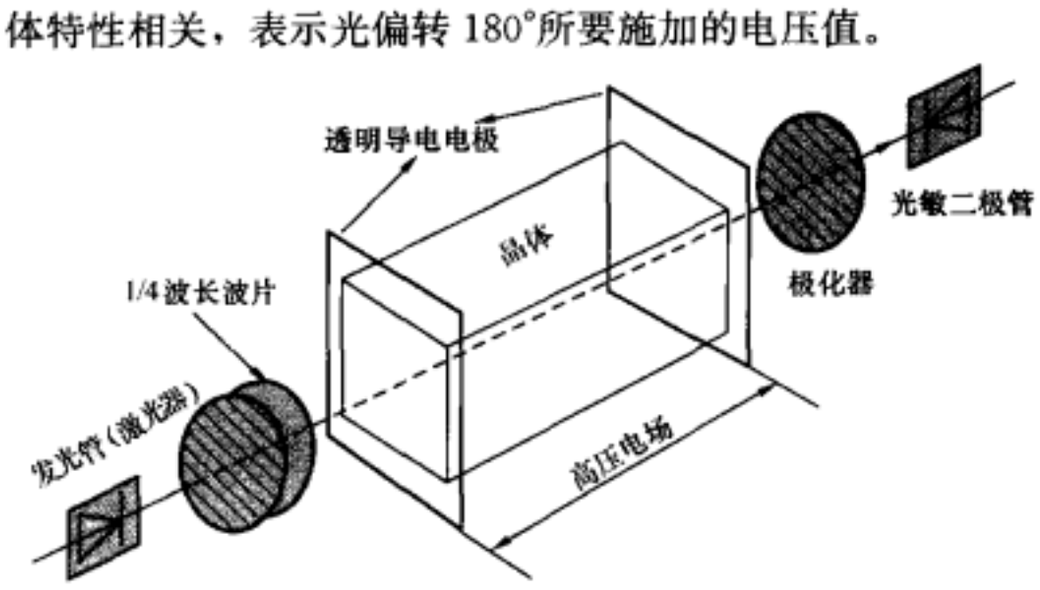


图 14.8-16 OVT 传感器原理

比较上边两种情况，纵向加电场的半波电压 U_π 与晶体的尺寸无关，晶体的加工精度，热胀冷缩不影响测量精度。由泡克尔斯效应构成的传感器，是通过测量两列输出光的相位差来测量电压的。在实际的设备中可采用偏振光的干涉将相位差变换成光的强度进行测量。

3.3.3.3 光偏转角测量

测量光偏转角的方法可有多种，测量光强 P 是较常采用的方法，设光束经过偏振镜入射，从介质射出的光线偏振面偏转了 θ 角，利用检偏器可以检出光的投影 $P=P_0\cos^2\theta$，再将光强转换成电压信号，进而得到测量的数据。

3.3.3.4 对 OCT/OVT 的评价

与电子式传感器相比，光学的电流、电压传感器测量原理有很多优点，传感头没有电子器件，体积小，绝缘性能不受结构的影响，不需要在高电压区提供电子设备的工作电源，抗电磁干扰能力强。早期的 OCT/OVT 测量精度不高，稳定性差有几个原因：①光材料的温度特性差，直接影响精度。②振动的影响。③传感器设计者要求的加工工艺达不到要求。④光偏转角的精密测量有一定的难度。最近的资料表明，国外多家公司已声称自己拥有了可应用于工程的 OCT/OVT 产品。

3.4 电子互感器量测系统的特点

由 ECT/EVT 为基础构成的数字量测系统与常规的 TV、TA 相比具有明显的优越性，主要是：

1）对静态和暂态量测量具有几乎同样的量测精度，满足 IEC 标准中 0.2 级的精度要求；符合 60044-8 的输出格式，数字量输出的大小和位数有明确的规定。一套量测系统可同时用于量测、计量、控制、保护和故障录波。

2）频带宽、动态响应快。

3）无磁饱和及剩磁引起的二次输出畸变问题，在故障情况下真实再现高压一次电压和电流特性。

4）结构紧凑、体积小、重量轻、成本低。

5）由于采用光纤传输数字信号，抗电磁干扰能力强。尤其是光学的传感器。

但是，电子设备的工作环境和长期使用情况下的寿命问题、电子器件的老化、工程使用中的可靠性问题等，目前尚没有得到彻底解决，因此，ECT/EVT 大量在工程中使用，还需研究人员和工程技术人员进一步的努力。

3.5 电子式互感器与 IEC 61850 的关系

IEC 61850 是变电站内的通信规约，其中专门定义了过程总线的概念，定义了 ECT 和 EVT 的数字接口和通信方案。IEC 61850-9-X 就是对采样值传输的描述。其中 IEC 61850-9-1 借鉴了 IEC60044-8 的内容，保留了主要的部分。

一次设备的数字化、智能化、高速的通信网络是构建 61850 的基础，ECT、EVT 是由于数字接口而被纳入体系的，ECT、EVT 在过程总线的接口是靠合并单元来实现的。合并单元与过程层设备之间的通信连接方式和规约都已在 IEC61850 中予以明确规定，而合并单元与 ECT、EVT 之间的数字化通信方式，并没有一定之规，这对电子式互感器的应用推广是不利的。在 9-2 的文档中，不再把合并单元定义成为必有的设备，给数字化的模拟信号提供了最灵活的映射方法，但回避了实际的工程问题。

电子式互感器在 IEC61850 中占有重要的位置，它是变电站中一次设备智能化主要对象，它是过程总线的构成中不可缺少设备，合并单元的作用就是连接和规范电子传感器的数据、和变电站内的 IEC61850 设备连接。

4 电站自动化特点

4.1 发电厂的控制方式

DL/T 5138—2001《发电厂、变电所二次接线设计技术规范》规定："单机容量为 100MW 及以下的发电厂，宜采用主控制室的控制方式，单机容量为 125MW 机组的发电厂，宜采用单元控制室控制方式。单机容量为 200MW 机组的发电厂，应采用单元控制室控制方式。""采用单元控制室控制的发电厂，电力网络的控制部分宜设在第一单元控制室，当技术经济合理时，也可另设网络控制室。"

随着计算机和网络技术的发展，新建的发电厂，在单元控制室采用分散控制系统（DCS）控制。电气部分的发电机变压器组、厂用工作电源和启动/备用电源基本上也由 DCS 控制。一般方式为发电机变压器和厂用工作高压电源在集控台上控制，其他厂用系统在单独的厂用电源屏上集中控制。

目前也有将发电厂的网控部分和厂用电源系统全部监控

由独立的电气计算机监控（EDCS），发电机因和机炉的关系密切和厂用电动机由机炉 DCS 监控。

4.2　电气量进入 DCS

DL 5000—2000《火力发电厂设计技术规程》要求，对于容量为 300MW 及以上机组，它以 CRT 和键盘为监视、控制中心，配以少量的必要仪表设备做后备，实现炉机电统一单元集中控制。电气设计进入 DCS 有如下优点：

（1）提高电厂的可靠、安全性。

（2）实现信息的实时交换和共享。

（3）减少运行调试和检修工作。由于机炉电统一，机组整体协调运行，使复杂的过程控制简单。

（4）减少控制室面积，节约控制电缆。

4.3　电气控制系统与 DCS 的连接方式

电气控制系统与 DCS 的连接有三种：

（1）直接 I/O 连接方式。

将电气系统与热工系统同等对待，所有的电气监测与控制量通过 DCS 的 I/O 通道直接进入 DCS，在 DCS 控制组态中增加电气控制子组，在整个单元机组的范围内，实现热工、电气系统的协调控制。

（2）分布式 I/O 连接方式。

在 I/O 相对集中的现场，安装数据采集 I/O 机柜，对附近的 I/O 量进行采集，通过 I/O 通信网络将数字化信息传送至 DCS 主系统。分布式 I/O 只进行数据采集，没有逻辑控制功能，就地采集的信息要全部送至 DCS 主系统或控制器中进行处理。

采用分布式 I/O 连接方式，可节约大量的控制电缆，实现真正意义上的分散控制。

（3）现场总线连接方式。

这种方式不但具有数据采集功能，而且具有数据处理及逻辑控制功能，开关设备的简单逻辑控制可以在现场实现，需要状态监视的信号及上一级逻辑信号通过现场总线传送至 DCS 控制器或主系统中，DCS 的控制命令信号也通过现场总线传送到现场设备。底层设备的控制逻辑均在现场实现，减轻了 DCS 主系统的负担。

这种方式比分布式 I/O 连接方式更进一步实现物理分散，在更大的范围内节约控制电缆，综合经济效益更好。

4.4　电站自动化的发展趋势

机炉电统一协调控制将是电站自动化技术发展的大趋势，实现方式将更多采用现场总线连接方式。

PDG

第9章 继电保护运行管理

1 继电保护主要标准和反措要求

GB/T 15498—1995 明确规定，任何企业都应建立以技术标准为主题的包括管理标准和工作标准在内的企业标准体系，这是企业现代化管理的重要组成部分。

从电网安全的要求出发，继电保护的工作头绪多，牵涉整定计算、运行管理、设备维护管理、统计分析、事故反措等方面。和其他部门的接口也比较复杂，从设计、基建施工、运行单位、技术监督，甚至电网建设的规划部门都有密切关系。

继电保护工作是复杂而细致的，为保证电力系统工作在安全、稳定的状态，大量的继电保护和安自装置需要协调一致地运行，任何一个环节甚至一个接线出了问题，都可能导致严重的后果。

电力系统的运行经验和统计资料表明，继电保护的正确动作可以有效地降低事故的影响，但是，也有相当数量的电力系统事故与继电保护的不正确动作有关。所以，继电保护的运行管理工作相当重要，我国自有电力工业以来，关于继电保护的管理已经形成了一整套方法，从运行管理、检修维护、机构职责等方面制定了一系列的标准和法规，并且从已发现的事故教训中形成了一系列的反事故措施和要求。这是我国电力工业发展中形成的宝贵财富。

1.1 继电保护行业的最主要标准

主要的规程和规定如下，包括了我国电力系统继电保护的运行、维护、施工、验收等的组织方法和评价方法。

1)《继电保护和安全自动装置技术规程》(简称《技术规程》)。

2)《继电保护及安全自动装置运行管理规程》(简称《运行管理规程》)。

3)《继电保护及电网安全自动装置检验条例》(简称《检验条例》)。

4)《继电保护及电网安全自动装置现场工作保安规定》。

5)《电力系统继电保护和安全自动装置评价规程》(简称《评价规程》)。

6)《电气装置安装工程盘、柜及二次回路接线施工及验收规范》。

7)《电力系统继电保护及安全自动装置质量监督管理规定》。

8)《电力系统继电保护及安全自动装置反事故措施管理规定》(简称《反措管理规定》)。

其中，《技术规程》对继电保护和安自装置的基本要求和应遵循的原则作了详尽的叙述。

《运行管理规程》规定了电力系统继电保护各部门的机构设置，职能关系，各部门管辖的设备和职责范围，从运行维护，整定值管理、设备检修、设备定级、基建验收、包括事故分析的组织办法等各个方面的继电保护工作都做出了明确的叙述。

《检验条例》规定了继电保护装置的检修组织办法。将检修工作按性质划分为新投产验收检验、运行中的定期检验和部分检验，以及补充校验，并对检修周期做了明确的规定，以确保装置能运行在良好的状态。对于外围设备，如二次回路接线的正确性，检验方法都有比较明确的规定。

《评价规程》为继电保护运行建立了一套科学的分析方法。每年都由继电保护专职部门对运行资料进行分析，为各网、省局的继电保护部门提供有用的技术资料，以便从继电保护的不正确动作中找到可以借鉴的部分，改进工作。

《反措管理规定》建立了一个机制，规定了反事故措施的制定方法、实施人的职责。

1.2 与继电保护相关的其他规程

1)《大型发电机变压器继电保护整定计算导则》(DL/T 684)。

2)《220～500kV 电网继电保护装置运行整定规程》(DL/T 559)。

3)《3～110kV 电网继电保护装置运行整定规程》(DL/T 584)。

4)《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规定》(DL/T 5136)。

5)《220～500kV 电力系统故障动态记录装置检测要求》(DL/T 663)。

6)《微机变压器保护装置通用技术条件》(DL/T 770)。

7)《继电保护微机型试验装置技术条件》(DL/T 624)。

8)《微机线路保护装置通用技术条件》(GB/T 15145)。

9)《继电保护专用电力线载波收发信机技术条件》(DL/T 524)。

10)《静态电流相位比较式纵联保护装置技术条件》(继电部分)(DL 480)。

11)《静态方向比较式纵联保护装置技术条件》(DL 481)。

12)《静态零序电流方向保护装置技术条件》(DL 482)。

2 故障录波器及故障信息系统

2.1 故障录波器的作用

故障录波器相当于电力系统的黑匣子，在电力系统发生事故或异常时，通过对故障波形记录的分析，找出事故的发生、发展过程，并确切原因，制定改进措施。

在没有故障记录装置时，分析事故时要进行各种假设和推理，当假设和结论相矛盾时，事故的真实原因无法搞清。安装故障录波器后，事故过程的故障记录成为事故分析的基础，以事实为依据，找出事故的真正原因，制定对策，提高了电网运行管理水平。最早的故障记录装置利用振子上的光束变化记录在照相底片上，间接地反映电压、电流的波形，操作麻烦，可靠性不高，主要应用于高电压场合（如 220kV 线路），或重要的变电站。现在，利用微机来构成故障录波器的技术已经非常成熟，成为电力系统运行不可缺少的设备。

故障录波器的主要作用如下：

1) 当电力系统出现继电保护和自动装置不正常动作，通过分析故障录波的过程，找出误动、拒动的原因，改进保

护算法和动作逻辑中可能存在的缺陷。

2）通过录波，可以得知短路地点、故障的相别和故障的类型、开关跳合闸的过程、保护动作时间等。为监视、检验系统的工作状态提供验证材料。

3）利用得到的电压、电流来验证系统参数的准确性，使计算模型更精确。

4）对于系统级的故障记录，可以判定振荡中心、振荡周期、振荡电流的大小，并判断是否属于非同步振荡，还可以应用于验证多机系统振荡的模型是否正确。

5）分析开关遮断电流的大小、相别、时间长短，提供开关检修的依据。

2.2　故障录波器的基本要求

我国颁发的行业标准《220～500kV 电力系统故障动态记录技术准则》中，对高压电网的故障录波器提出了如下的基本要求：

1）具有按反应系统发生大扰动的系统电参量幅度及变化率而自起动和反应系统动态过程基本结束而自动停止的功能；也能由外部命令而起动和停止。

2）每次记录的数据必须快速地转存到中间载体。在规定时间内发生规定次数的连续故障时，存储容量应当能不中断地存入全部的故障数据。

3）有足够的抗干扰能力；满足规定的电气量线性测量范围；记录的数据可靠，不失真；有足够的安全性，不因供电电源中断或人为偶然因素造成信息的丢失。

4）记录数据带有时标，并适应记录时间同步化要求。

随着 IT 技术的发展，会进一步要求：长时间的连续记录；启动或系统扰动时，进行时标定位和标注，便于检索。对外关系要求如下。

1）故障录波器应收集、记录全部规定的故障模拟量数据和直接改变系统状态的继电保护跳闸命令、安全自动装置的操作命令和纵联保护的通道信号。

2）应作为变电所监控系统中的故障数据收集及单个数据处理（输出每一采样周波的有关电参量数值）的一个组成单元，按要求接受监控计算机命令输出相应数据。

3）应是电网事故自动分析系统的一个组成单元，根据要求可经专设的通信接口直接接受自动分析系统主站计算机的命令调出数据。

4）为了便于调度处理事故，应立即直接输出有助于事故处理的故障点关键信息。

5）为适应集中处理的要求，输出的动态过程记录数据应符合标准格式，规定与 ANSI/IEEE C37.111—1991 COMTRADE 兼容。

2.3　发变组的录波器

由于机组的台数增多，单机容量增大，为此，针对发电厂录波的特点，提出了发变组专用录波器应满足的技术条件。

2.3.1　发变组专用录波的启动条件

录波启动方式是发变组录波与电网录波的最大区别。启动判据可分为几类：模拟量启动、突变量启动、稳态量启动、序分量启动、开关量启动等。

实际上，所有的保护接点都应作为启动量，这是比所有的模拟启动量都更有效，即使保护是误动作，也正需要通过录波进行分析，这样，可保证在一些特殊的内部故障时能够记录到完整的波形。为了避免启动过于频繁，可以采用几个开关量的组合逻辑构成启动条件。

随着 IT 技术的发展，抛弃“故障时启动录波”的传统办法，使数据的记录连续不间断的循环记录，周期在 24h 以上或更多，当需要用哪一段数据时，利用对数据的检索定位，找到需要的记录，这种做法避开了发变组录波对启动量的苛刻要求。

2.3.2　发变组录波记录的量

发变组录波和电网的故障录波装置在记录的模拟量上是有区别的。比如：发电机励磁回路的电压和电流，它们是非 50Hz 的信号，我们要记录到直流脉动信号，其他有关机组安全的非电气量也可以作为记录对象。

2.4　故障录波数据文件的统一格式

由于微机型录波装置在电网的普及，录波的功能和通信的需求大大加强，来自不同厂家设备的数据格式互不相同，导致使用录波数据的部门极不方便。IEEE 发布了暂态数据交换的通用格式和标准－COMTRADE（Common Format for Transient Data Exchange）。COMTRADE 标准要求一个完整的数据记录通常由三个文件构成：头文件（Header File）、配置文件（Configuration File）和数据文件（Data File）。文件以 ASCII 形式存储，其中数据文件可用二进制文件方式存放。

录波数据格式的统一对通信组网带来的好处是显而易见的。

2.5　故障信息系统

为了尽早地得到故障的信息，以便故障分析尽快开始，录波文件的传输曾经采用通信通道的方式予以实现。受当时的通信能力限制，传输一个用压缩方式存储的录波文件，常常需要数分钟，另外，在电力系统故障时，很大范围内的录波器都会启动，形成争相传送录波文件的情况，会使通信网造成阻塞。

网络通信技术的发展，使得传递几兆字节的文件成为数秒钟的事，通信组网成为顺理成章的事。通信组网可以使全局的信息集中使用，将继电保护、录波器所输出的各种信息及保护动作报告、事故报告进行统一的分析和处理，形成故障信息系统，有利于对电力系统的故障作出清晰、明确的判断。故障信息系统一般是按调度范围建立的。

各个变电站、电厂的保护装置（带有通信接口）经过总线与子站相连，由于各厂家的规约是不尽相同的，它们都要经过规约转换统一起来，以同一种规约向分站和主站传递信息，除了保护信息，厂、站的录波信息也要通过通信网络将信息上送。在省、网调的信息主站，利用搜集的全网信息，可以加工处理后形成有用的信息供继保人员和调度人员使用。

在信息主站，信息的处理功能有：保护动作报告的整理、录波数据的分析、单双段测距算法、电网谐波分析、阻抗功率计算、录波波形分析、继电器动作特性分析，以及这些信息的显示、存储、调用等。信息主站的 Web 发布功能可以对 DMIS 系统发布电力系统的相关信息，供非调度人员了解电网运行情况。为了网络的安全性，故障信息系统和 DMIS 之间要设立防火墙。

为了使采集到的保护信息和故障录波信息之间的数据关系更有意义，故障信息系统还应有时钟校调功能，借助于 GPS 或其他方法，保证全网使用同一个时钟。

故障信息系统采集的是针对保护装置的动作信息、保护装置动作时刻的电网电压、电流数值。调度运行系统关注的是电网运行期间的拓扑结构、潮流和节点电压，它们是电网正常运行时的工具。在故障发生时，故障信息系统能起到协

助运行人员准确地对事故情况做出判断的作用。

3 继电保护用常规互感器的相关问题

继电保护装置是通过电流、电压互感器来间接地反映一次电气量的。在现代电力系统中，保护装置不仅要反映短路电流和电压的幅值，而且对电流和电压的相位、波形也很关注，电力工程对于 TA、TV 的要求可以概括为：在所要求的频率响应范围内，尽可能具有不失真的传变特性。

3.1 电流互感器的饱和

3.1.1 电流互感器的交流饱和

电流互感器的抗饱和能力与激磁曲线有关，对于一个已经制造好的电流互感器，是否饱和与一次输入电流 I、二次回路的负载阻抗的大小有关。工程上应当避免互感器的稳态饱和，TA 设计选型可保证短路时不出现稳态饱和。合格的 TA 用准确限流系数来保证不饱和的上限最大电流。当电流超过最大上限时，可通过实际验证 TA 二次的负载，计算在实际负载下是否会发生饱和。

3.1.2 电流互感器的剩磁

有铁芯的设备即使在励磁电流已降为零值时，也会留有一定的剩磁。剩磁对电流互感器特性的影响是随电流互感器二次侧的电流及负载阻抗而定。而剩磁对瞬态磁通的效应是增磁还是减磁（助磁还是退磁），取决于剩磁与磁通变量的方向是否一致而定。当剩磁存在时，TA 饱和所需的电流大大降低。

电流互感器和保护、开关等设备的一个完整工作周期应当考虑：故障—跳闸—重合于故障—再跳闸。在第一次故障被切除时，电流互感器可能出现较大剩磁（不一定是指本开关的保护，它的上级供电线路、变压器所配的电流互感器都会出现），这个剩磁结合重合闸时出现的故障电流，会使互感器饱和的几率很大，由于饱和时电流波形的变化，差动类型的继电保护需要有对策，否则，相邻线切故障时易造成保护误动。

3.1.3 电流互感器的暂态饱和

故障电流中存在的直流分量容易使电流互感器出现暂态饱和。电力系统中的阻抗多为电感性质，在短路时，电流至少包括稳态交流分量和暂态直流分量的叠加。当这两个分量通入电流互感器的一次侧时，暂态分量的影响会使 TA 进入饱和状态，有关电流互感器暂态饱和的理论是比较复杂，此处利用叠加原理，对暂态饱和的概念作一简要说明。

如图 14.9-1，由于有了直流分量，将会造成暂态磁通 Φ_{DC} 的爬升，只要直流衰减不够快，经过一段时间后，磁通将达到饱和，在达到饱和的地方，电流传变将中止。叠加原理在 TA 传变没饱和之前是成立的，即 $\Phi=\Phi_{DC}+\Phi_{AC}$。当 TA 的暂态磁通达到饱和磁通时，磁通 Φ 不能继续线性增加，此时，工作机理成为非线性，TA 二次传变停止。这样，在一些假设条件下，可以求出饱和波形（对应铁芯饱和区间的二次电流波形）。

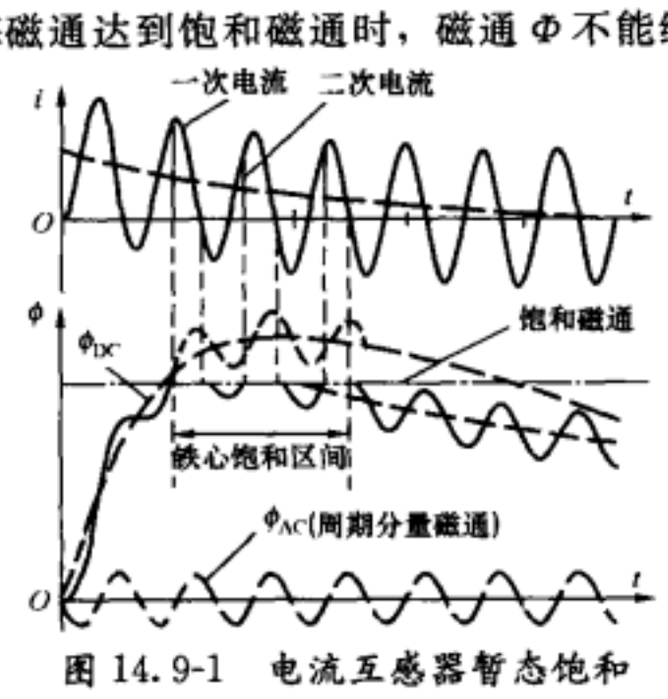


图 14.9-1 电流互感器暂态饱和

暂态饱和受铁芯、电流互感器饱和电压值 V_k 的影响，这是 2 个间接衡量铁芯饱和能力的主要参数；其他如电流互感器的二次侧电流 I、二次侧回路的总阻抗，直接影响了 V_k 大小；电流互感器一次侧回路的 L/R 比值，决定暂态非周期分量的衰减时间，对 TA 的暂态饱和影响是必须考虑的因素。

电流互感器的暂态饱和使得二次的波形发生畸变，会对保护造成影响，差动类型的保护会出现暂态不平衡电流，导致建立在基波正弦量基础的算法产生大的误差。电流互感器并不是在故障一开始时就发生直流饱和，而是在故障发生经过一段时间，电流互感器铁芯的磁通达到其饱和密度后才开始的。从故障开始到电流互感器发生直流饱和需要一定的时间，为此，可以利用这一特点，建立一些采用瞬时值构造的判据来提高保护的抗暂态饱和能力。

3.1.4 使电流互感器不饱和的一些方法

3.1.4.1 采用带空气隙的铁芯

一般铁芯的剩磁可达饱和密度的 80%以上，但增加一个小气隙，剩磁就可以降到 10%，再增加气隙，剩磁可以降到 0。增加气隙固然可以降低剩磁，但激磁阻抗也下降了，励磁电流增加了，成为一个不可忽略的误差，可以靠调整匝数比来满足比误差，另外激磁电流和 TA 二次电流的相位不完全一致，会造成一二次传变的相位误差。增加气隙，造成 TA 的二次电流衰减变慢，对要求返回时间快的失灵判别继电器不利。

在电力系统中，TP 类电流互感器专用于考虑暂态条件的保护用电流互感器。

TPY 为带小气隙的铁芯，剩磁不超过饱和磁通的 10%，准确限值电流下，要求二次电流的最大峰值误差要小于 10%，在额定电流时，比差小于±1%，相位误差小于±60 分。

TPZ 为带较大气隙的电流互感器，基本上不饱和，相当于线性的互感器，准确限值电流下传变的交流分量的分量瞬时值误差 10%，由于气隙大，励磁阻抗低，励磁电流大，误差大，目前应用于一些只关心交流的场合。

3.1.4.2 采用低漏抗的结构和工艺

饱和的实质是磁通过大，进入了拐点，漏抗则是不能和主磁通交链的磁通所对应的感抗，漏磁通起到削弱二次侧电动势的作用，

TPS 为低漏抗的绕组，铁芯不开气隙，在环形铁芯上均匀绕线穿过一次导线布置，可使漏抗极小，对剩磁无要求。这种形式的电流互感器和应用于稳态情况的 P 和 PR 类电流互感器相差不多，不同之处在于两者对参数的定义。在使用中，除了要按稳态饱和的电流被视作基础，根据系统中可能出现的暂态电势来确定暂态系数 K。

3.2 电容式电压互感器（CVT）的过渡过程及对保护的影响

超高压系统中，广泛地采用电容式电压互感器（CVT），这是由于直接传变的电磁式互感器随着工作电压的升高，设计和制造难度越来越大。电容式电压互感器结构简单，造价低，尤其是在超高压系统。其原理电路和等值电路见图 14.9-2：

电容式电压互感器稳态的情况，可用两个公式来分析。

(1) 电容分压：$E_2 = E_1 C_1/(C_1 + C_2)$。

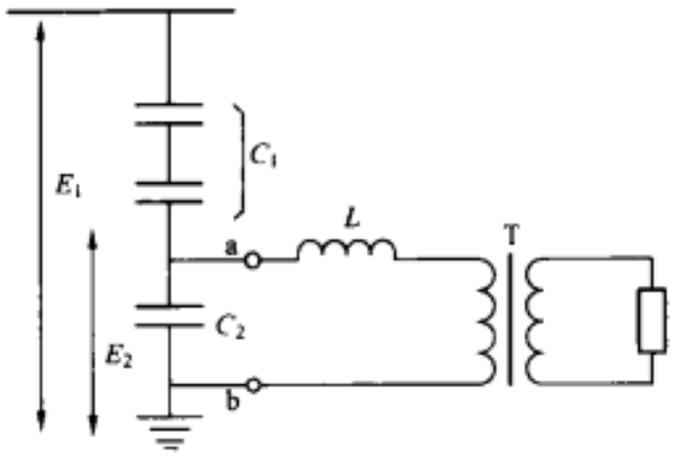


图 14.9-2　电容式电压互感器的等值电路

(2) 变压器降压 $E_b = E_2 - I_b \times Z_e$。

保证公式 (1) 准确的前提是在二次负载为 0，在负载从零到额定变化时，电容分压比会变化，影响测量精度。用电感补偿等值容抗，可使其在额定频率下的带负载误差达到最小。

3.2.1　电容式电压互感器的暂态响应

电容式电压互感器在一次系统短路时的暂态响应及其对电网保护的影响是一个很复杂的问题。暂态响应与多种因素有关，如一次短路时的相位角、短路点距离、互感器二次负荷及其功率因素等。暂态响应对于继电保护的影响不仅和暂态过程的幅值有关，而且和其频率有关。利用简化模型，可列出等值电路的方程

$$C\int i\mathrm{d}t + L\frac{\mathrm{d}i}{\mathrm{d}t} + Ri = 0$$

出口短路时，此方程的通解为：

$$i(t) = i_{10-}\mathrm{e}^{-\frac{t}{\tau}}\cos(\omega_1 t) + i_{20-}\mathrm{e}^{-\frac{t}{\tau}}\sin(\omega_1 t)$$

$$= \mathrm{e}^{-\frac{t}{\tau}}\left[i_{10-}\cos(\omega_1 t) + i_{20-}\sin(\omega_1 t)\right]$$

可能的情况有几种，产生以时间常数 τ 衰减的、频率为 ω_1 的自由振荡分量，ω_1 的数值可能是任何数值，可能会对阻抗计算造成超越的影响，使方向元件发生错判，特别对于反映暂态量的测量元件，使用时应有措施应对这种情况。

对电容式电压互感器的一般要求是：在出口短路时，二次输出电压应在额定频率的一个周波之内降低到短路前电压峰值的 10%以下，用于静态保护的电容式电压互感器要求降至 5%以下。

另外，CVT 的暂态衰减方式（单调或非单调）和衰减过程都会对快速保护造成不利的影响。

3.2.2　电容式电压互感器的铁磁谐振

电容式电压互感器包括电容分压器和电磁单元。电磁单元中的电抗线圈在额定频率下的电抗值约等于分压器两个电容并联的电容值。在电磁单元二次短路又突然清除时，一次侧电压突然变化的暂态过程可能使铁芯饱和，与并联的两部分分压电容发生铁磁谐振。这种谐振可导致保护装置不正确动作，或连接的二次设备损坏。针对铁磁谐振，要求制造部门保证电容式电压互感器的性能满足以下要求：

(1) 电容式电压互感器在电压为 $0.9U_{pn}$、$1.0U_{pn}$、$1.2U_{pn}$ 而负荷为零的情况下，二次端子短路后又突然清除，其二次电压峰值应在额定频率的 10 个周波之内恢复到与短路前正常值相差不大于 10%。

(2) 铁磁谐振的持续时间应不超过 2s。

3.3　电磁式电压互感器的铁磁谐振

感应式电压互感器的励磁特性为非线性，与电力网中的分布电容或杂散电容在一定条件下可能形成铁磁谐振。通常，电压互感器的感性电抗大于电容的容性电抗，但是，在电力系统操作或其他暂态过程引起互感器暂态饱和时，感抗可能降低，从而出现铁磁谐振。

在中性点不接地系统中，感应式电压互感器是与母线或线路对地电容形成三相铁磁谐振。谐振是零序性质，输出的三相有功负荷对谐振不起作用。抑制谐振的方法可在零序回路采取阻尼吸能措施，如在电压互感器开口三角端子上接入低值电阻或白炽灯泡，或在电压互感器一次绕组中性点与地之间接入非线性电阻。

在中性点直接接地系统中，感应式电压互感器在断路器分闸或隔离开关合闸时可能与断路器并联均压电容或杂散电容形成铁磁谐振。

第 10 章 同步相量测量技术及其应用

交流电网各母线电压间的相对相角及发电机功角是电网运行的重要状态变量。功角和相对相角的大小反映了电网的稳定裕度，功角和相对相角的周期变化反映了电网的振荡频率。以标准时间信号作为采样过程的基准，通过对采样数据计算而得的相量称为同步相量（Synchrophasor）。用于进行同步相量的测量和输出以及进行动态记录的装置称作同步相量测量装置（Phasor Measurement Unit，PMU）。基于同步相量测量以及现代通信技术，对地域广阔的电力系统动态过程进行监测和分析的系统称作电网实时动态监测系统（Wide Area Measurement System，WAMS）。

WAMS 不同于能量管理系统（Energy Management System，EMS）和故障录波系统，它能够快速获取电力系统的动态断面，为系统动态分析与监控提供了最直接的技术手段。现有 EMS 系统仅采集电压、电流、有功、无功等的有效值，缺乏对描述系统机电动态行为十分重要的相角、内电势及其派生量的量测；且其得到的系统数据是历史的、不同步的，因此只能监测系统的稳态或准稳态运行情况。故障录波装置只能记录扰动前后局部量的暂态数据，且其数据传输速度也比较慢，无法给出全局的同步动态过程描述。

20 世纪 90 年代初，基于全球定位系统（GPS）的同步相量测量单元的成功研制，标志着同步相量测量技术的诞生。它在电力系统中的广泛应用，促进了电网实时动态监测系统（WAMS）的形成和发展。美国于 1992 年开始装设同步相量测量装置，我国也于 1995 年开始组建电网的功角监测系统。它正在成为电力系统动态实时数据平台的主要数据源之一，并将对电力系统的运行与控制产生深远影响。

1 同步相量测量技术基本原理

1.1 相量测量的基本算法

交流电力系统的电压、电流信号可以使用相量表示，相量由两部分组成，即幅值 X_m（有效值）和相角 φ，用直角坐标则表示为实部和虚部。所以相量测量就必须同时测量幅值和相角。相角的大小取决于时间参考点，同一个信号在不同的时间参考点下，其相角值是不同的。所以，在进行系统相量测量时，必须有一个统一的时间参考点，GPS 高精度同步时钟就提供了一个这样的参考点。任意两个相量在统一时间参考点下测得的两个相角的“差”即为两地相对相角，这就是相量测量的基本原理。

同步相量测量算法有周期法、递归 DFT 法、最小二乘变换法、Kalman 滤波法、谱分析法和自适应变间隔算法。递归 DFT 法是目前应用较多的算法。

设原信号为 $x(t)$，离散后采样值可表示为：

$$x_r = \sqrt{2}X_m\cos\left(\frac{2\pi}{N}r+\varphi\right) \qquad (14.10\text{-}1)$$

式中：x_r 为第 r 个采样值；X_m 为信号的有效值；φ 为信号的相位。则根据递归 DFT 变换，相量 $X^{(r)}$ 的表达式为：

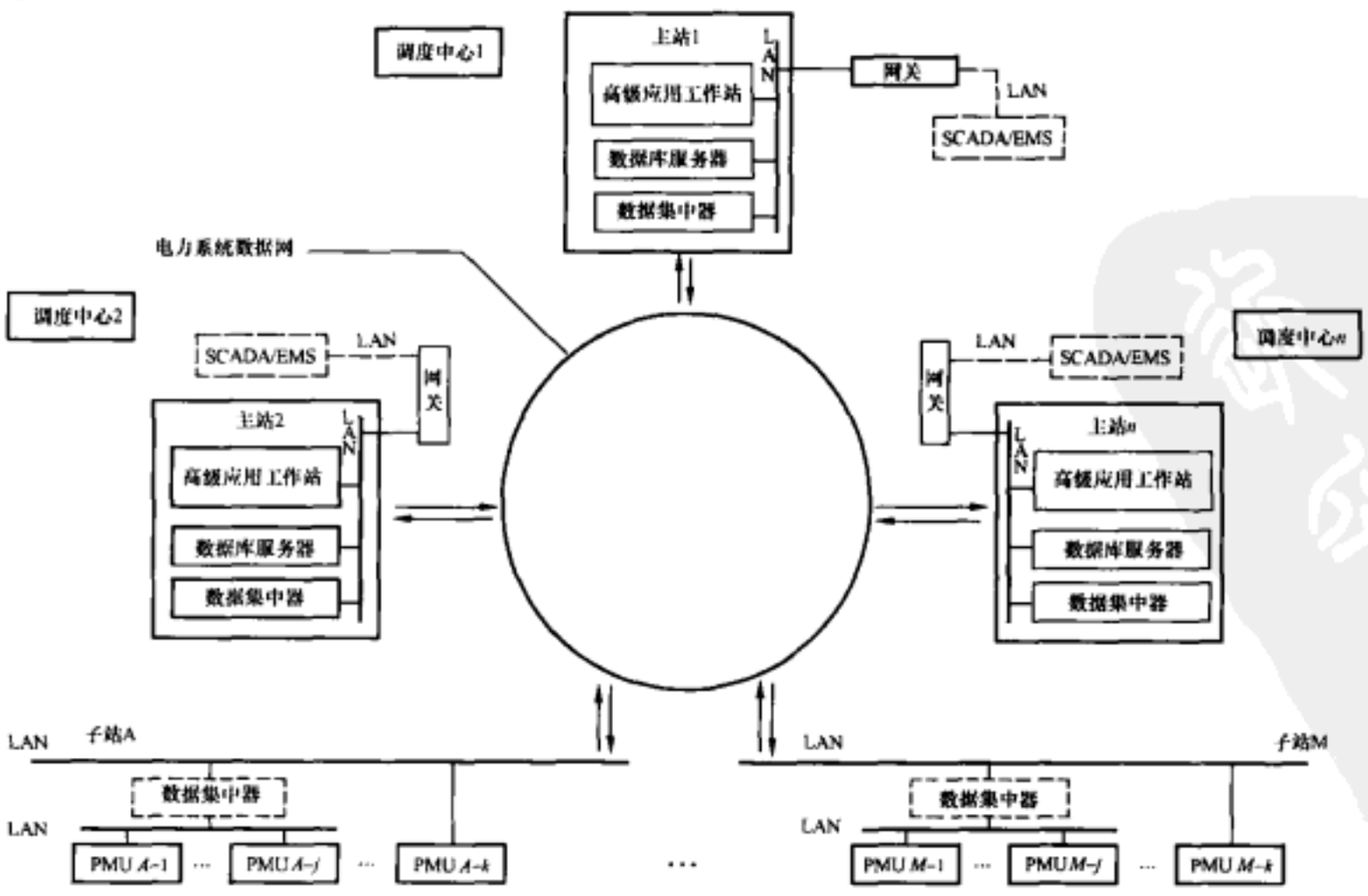
$$X^{(r)} = X^{(r-1)} + \frac{\sqrt{2}}{N}j(x_r - x_{(r-N)})$$
$$\exp[-j2\pi(r-1)/N] \qquad (14.10\text{-}2)$$

式（14.10-2）即为递归 DFT 算法的计算式。采用递归 DFT 算法计算新的相量时，只需在旧值的基础上，利用两点采样值进行简单运算即可完成，可大大减少计算量。

1.2 电网实时动态监测系统的基本构成

WAMS 系统由相量测量装置（PMU 子站）和电力系统实时动态监测系统主站构成（图 14.10-1）。

PMU 子站用于同步相量的测量和输出以及进行动态记录。相量测量装置的核心特征包括基于标准时钟信号的同步相量测量、失去标准时钟信号的守时能力、相量测量装置与主站之间能够实时通信并遵循有关通信协议。在一些电网，



说明：1.各主站间及数据集中器间都可互相级联。

图 14.10-1 WAMS 系统基本结构图

安装在发电厂的相量测量装置还可以通过测量与计算相结合的方法输出发电机内电势、功角等信息。

实时动态监测系统主站是安装在电力系统调度中心、变电站或发电厂的计算机系统。主站管理和控制相量测量装置的工作状态；接收来自子站或其他主站的测量数据、事件标识、暂态记录文件、动态记录文件等，并对这些数据进行分析、处理、存储和归档。主站还可以接收 EMS 等其他系统的数据；开放相量数据给其他应用软件系统调用，并转存到历史数据库。主站中还包括高级应用层，如在线安全评估、暂态稳定预测及控制、电压和频率稳定监视及控制、低频振荡分析及抑制等。此外，利用同步相量数据还可以开展电力系统稳态分析、全网动态过程记录和事后分析、电力系统动态模型辨识和校正、故障定位及线路参数测量等方面的研究和应用。所有这些应用给电力系统分析和控制提供了新的视角和方法。

2　同步相量的标准与技术规程

为推进同步相量测量技术的应用，IEEE 电力系统继电保护和控制委员会下设 H8 工作组，1995 年制定了 IEEE Std1344—1995 标准，并于 2001 年进行了再次认定。该标准对包括同步时钟选择、时标同步方法、数据传输格式等同步相量测量相关的基本概念和规则做了指导性解释和限定。

根据同步相量测量技术的发展，2001 年 1 月 IEEE 电力系统继电保护和控制委员会再次成立同步相量工作组，进行标准的修订工作，并于 2005 年 10 月正式发布新的同步相量标准 IEEE C37.118—2005，取代了 IEEE Std1344—1995 (R2001)。IEEE C37.118—2005 给出了相量测量的试验条件和误差极限，以及数据通信协议。新标准在 IEEE Std1344—1995(R2001)的基础上，进一步澄清了相量和同步相量的定义，介绍了总相量误差(TVE)的概念、同步相量测量的测试试验条件及允许的测量误差。新标准还根据与主站通信的要求，改进了数据传输格式。在数据帧、配置帧、头帧和命令帧中，增加了同步字、帧长和站名。CRC-CCITT 是唯一有效的校验字。此外，新标准的数据帧可以包含模拟数据，世纪秒的小数部分被采样间隔等分信息取代；状态字也有较大改动，包含时钟质量信息。

2002 年国调中心为进一步加强对电力系统动态过程的监测和分析能力，指导电力系统实时动态监测系统按照规范、统一的原则开展规划、设计、开发、建设及应用，组织制定了有关电力系统实时动态监测系统的技术规范，于 2003 年发布了《电力系统实时动态监测系统技术规范(试行版)》。通过两年多的实践，结合国内实时动态监测系统的检测、安装、调试、运行等经验和国内外相关研究成果，国调中心组织有关专业人员对试行技术规范不断进行补充、修改和完善，使其更加符合国内电网发展的需求。2005 年 4 月 16 日《电力系统实时动态监测系统技术规范(试行修改稿)》通过专家评审，并申报成为国家电网公司的企业标准，目前正在审批阶段。

需指出的是，上述标准均为电力系统稳态情况下的同步相量测量标准。IEEE 电力系统继电保护和控制委员会已启动动态情况下的同步相量标准制定工作。

其他和实时动态监测系统关系较密切的标准有 ANSI/IEEE C37.17－1999《电力系统暂态数据交换通用格式》、GB/T 14285—1993《继电保护和安全自动装置技术规程》和 DL/T 478—2001《静态继电保护及安全自动装置通用技术条件》等。

上述这些标准和规程为电力系统实时动态监测系统技术的进一步发展打下了良好的基础。

3　WAMS 应用现状与研究热点分析

3.1　国内外应用情况

美国 NYPA（New York Power Authority）于 1992 年开始装设同步相量测量装置，除了用于相量测量以外，还用于系统谐波监测和扰动监测。

1995 年，在美国能源部（DOE）的支持下，由美国邦纳维尔电力局（BPA）和西部电力局（WAPA）牵头，发起了“广域电网测量系统（WAMS)”项目研究。WAMS 系统在美国西部电力联盟（WSCC）投入试运行，以确定在大电网中新的数据测量手段与信息的必要性，并制定满足复杂大电网运行所需要的状态监测、预警、动态控制的指南。这一技术的采用，提高了美国西部输电能力，在 1996 年夏天西部大停电事故中记录了极其珍贵的数据。西部大停电事故后，加强了对该项目的支持力度。该项目的主要内容包括：①开发、安装先进的西部电力系统动态测量、监控信息系统；②研究开发先进的产品级数学工具，处理广域测量的数据；③应用广域测量的数据，进行西部电力系统全网动态分析。

自 2000 年，在电力可靠性技术咨询集团（CERTS）的组织下，WSCC 与美国能源部国家实验室、美国电科院（EPRI）和几所大学合作，开始了用于检验西部电网稳定特性的运行试验及电网动态运行稳定性控制等领域的工作与研究。

美国佛罗里达和佐治亚电力系统装设了由 3 个 PMU 组成的监测系统。在一次系统扰动中，监测系统在佛罗里达电网和佛罗里达－佐治亚联络线上同时监测到系统有功率摇摆，完整地记录下了动态过程系统的电压、功率、频率的变化情况，而传统的故障录波器无法检测到这种扰动。

在开发负荷监测系统、负荷模拟方法及负荷模型方面，美国也做了不少工作。美国电科院与新墨西哥州大学（New Mexico State University）合作，选择典型的居民负荷、商业负荷、工业负荷和农业负荷馈线安装数据采集装置，安装在带负荷调压变压器的二次侧，以捕捉负荷对电压扰动的响应。用所测得的数据，识别每一类负荷的响应，随后利用分类数据进行外推。试验证明了 ZIP（恒定阻抗、恒定电流、恒定功率）模型不能反映实测结果。这项研究开发了 12 条馈线的负荷模型，将负荷模型更新为（ZIP＋马达）模型。模型看来是合理的，但还需要更多的数据和验证，包括不同季节模型的验证。

美国 PTI、BPA、南加州爱迪生公司的 WAMS 目前还主要用于事件记录和系统振荡模式研究，系统模型的改进主要是通过 WAMS 系统记录故障信息，通过离线分析、计算，比较实测曲线，滚动修改模型。

虽然美国 WAMS 系统应用时间较长、范围也比较广，但目前主要用在系统正常监视及事故分析上，用于电力系统稳定控制还任重道远。

法国电力公司的协调防御计划是由 24 个同步相量测量装置和位于控制中心的两台计算机组成。20 世纪 90 年代初，在完成了许多前期研究工作的同时，5 台相量测量装置在法国电网中投入运行。相量测量装置将电压、相角和频率信号送往控制中心，信号发送频率为每秒钟 20 帧。到 1997 年法国电网中已装设了 12 台相量测量装置，系统其余的相

量测量装置正在安装之中。控制中心的一台计算机用于决策处理，另一台用于分析系统状态行为。为了提高系统的可靠性，采用了两套独立的通信通道：卫星通信网和地面微波通信网，整个系统的响应时间为 1～1.3s，控制中心收集相量测量装置送来的数据后，进行实时分析以检测是否会出现同步失稳，是否要解列及切负荷。切负荷的信号通过卫星通信发送到变电站，解列的命令则同时由微波和卫星传送。

日本东京电力公司基于相角预测的失步保护投入试运行多年。日本东北电力公司在电网中多个节点安装了具有同步相量测量功能的实时监测与记录系统，用于电力系统控制和保护装置投运试验，其记录情况如下：①在 PSS 试验中，记录电力系统波动情况；②在自动电压无功控制器试验中，记录电压波动数据；③在利用 SVC 进行系统稳定试验中，记录系统波动情况；④记录系统意外事件中电力系统波动情况；⑤在实时监测中，用于研究远方母线间电压相角差；⑥记录东北电网与东京电网联络线间的功率振荡情况。

国内自 20 世纪 90 年代中期开始进行同步相量测量技术的研究和推广应用，随着信息、通信等技术的发展，同步相量技术在国内得到了很大发展和广泛应用，逐渐形成了一个新的技术领域。

东北电网实时动态监测系统在 2004 年 3 月和 2005 年 3 月的两次东北电网大扰动试验中，完整记录了两次扰动过程的数据。经过对大扰动数据和稳定裕度的分析之后，在不增加线路建设的情况下，已经大大地提高了输电线路的送电能力，获得了很好的社会效益和经济效益。

其他各网省的动态安全监测系统也多次记录到了电网出现的各种扰动，使分析人员看到了在此过程中整个电网的动态变化情况，及系统各站的功角变化情况，为电网的稳定运行提供了有力的支持，为事后的稳定分析提供了极为宝贵的现场记录数据。

此外，世界上其他国家也广泛开展同步相量测量的应用与研究工作。

3.2 WAMS 研究热点分析

3.2.1 稳态应用

尽管在电力系统中开发和应用 WAMS 系统的主要目的是用于稳定控制，但是它所能提供的量测信息也为稳态领域中传统功能的改进和新功能的研究提供了新的数据源。

准确的线路参数是正确进行潮流计算、故障分析、网损计算和继电保护整定等电力系统计算的基础。传统的测量方法为停电测量，即所测线路必须停电，且脱离电网。PMU 装置提供的同步双端数据为在线辨识线路参数提供了可能。

WAMS 数据的主要优点是增加了广域范围内对母线电压（或支路电流）的相角同步测量；幅值测量的精度也比传统方法高；数据采集、传输的速度非常快。因此，如何在传统的状态估计中有效利用 PMU 量测以提高状态估计的性能已经成为了当前的一个重要研究方向。目前在状态估计中应用 PMU 量测的模型有 3 类：线性估计模型、非线性估计模型以及线性与非线性相结合的混合模型。线性估计是当全部节点电压相量和全部（或部分）支路电流相量可测（或由 SCADA 转换得到伪量测）时，状态估计的线性求解问题。非线性估计模型是将 PMU 量测变换为支路潮流或相关 PMU 节点的电压相量，然后在状态估计中加以利用。混合模型为两者的结合。由于目前电力系统中的 SACDA 量测仍然绝对占优，所以距离直接应用线性估计模型尚有一段过程。

PMU 能够提供电力系统节点电压相量的直接测量值，从而改变了潮流计算的条件。目前也已开展潮流方程直接可解或应用 PMU 后电力系统潮流计算问题的研究。

3.2.2 动态应用

3.2.2.1 电力系统动态参数辨识及模型校正

一个正确有效的电力系统动态模型是所有动态电力系统分析和控制方法的起点，目前对于既定模型的分析和研究已经很多，但模型本身的有效性却没有得到认真的评估，例如，1996 年 8 月 10 日的 WSCC 系统大停电事故并不能依据 WSCC 一直采用的动态参数库由计算机仿真重现。利用 WAMS 系统获取的全网动态过程的时间序列信息可以进行电力系统动态参数辨识及模型校正，提高电力系统动态建模，尤其是负荷建模的准确性。

3.2.2.2 低频振荡分析及抑制

随着大区电网互联的进行，区域间的低频振荡可能成为互联电力系统安全稳定运行的巨大威胁。WAMS 技术可望在低频振荡分析和抑制方面发挥重大作用。要抑制低频振荡，保持系统的动态稳定，首先必须对低频振荡的模式等有深入的了解。传统的经典低频振荡分析方法是特征值分析法，只能适用于离线分析。而电力系统的振荡模式总是随着运行条件的改变而变化，离线获得的结果并不能保证在线计算的精确性。基于广域同步量测数据进行低频振荡模式及其在线识别已取得显著进展。

通常仅基于本地信息的阻尼控制器（如 PSS）不能很好地抑制区域间的低频振荡，因为本地信息并不能很好反映区域间的振荡模式，本地信号对于区域间的振荡模式的可观测性不好。WAMS 的出现给区域间低频振荡的抑制提供了强有力工具，可通过 WAMS 获取区域间的相对角度和角速度信号等全局信息作为阻尼控制器的反馈信号构成闭环控制。采用 WAMS 信号作为控制器输入时，一个需要引起重视的问题是 WAMS 信号的时滞问题，考虑时滞后的闭环系统成为一个时滞系统，若时滞过大可能引起闭环系统的不稳定。

3.2.2.3 电压稳定监视及控制

相对于暂态稳定问题，通常电压和频率稳定属于慢动态的范畴，更易于利用 WAMS 信息实现稳定监视和控制。目前，应用 WAMS 信息进行电压稳定分析已有几种方法：如利用 WAMS 系统得到的各节点电压相量量测作为输入量，以潮流雅克比矩阵的最小奇异值作为电压稳定指标，用大量的训练样本训练得到一个模糊神经网络作为电压稳定分类器，输出变量为很安全、安全、警戒、危险、很危险等 5 种电压安全水平；或者以 WAMS 提供的节点相角差和发电机无功出力为输入变量，应用决策树快速评价系统的电压安全水平；或者利用 WAMS 提供的实测信息辨识出一个用于电压稳定分析的系统动态模型，然后基于该模型预测系统的电压稳定性。目前，利用 WAMS 提供的实时信息进行电压稳定性监视和预测已有不少研究，但如何利用 WAMS 技术进行电压稳定控制方面研究较少，需进一步研究。

3.2.2.4 解列控制

失步解列作为稳定控制的后备，是减轻失步造成的后果和防止系统大面积停电的重要措施。目前国内高压电网解列装置使用的失步判据主要有以下三类：基于阻抗的变化规律；基于 U 和 I 的相位角 ϕ 的变化规律；基于 $U\cos\phi$ 的变化规律。这些传统的基于本地量的失步判据存在着以下两个缺陷：一是无法在第一个异步周期内对系统实施解列；二是无法精确确定振荡中心的位置。由于 WAMS 系统能准确判断

失步振荡中心的位置，且其数据具有很高的刷新频率，因此，进行失步解列应是很有前途的应用领域。

3.2.2.5　全局反馈控制

分散性/就地性在以往乃至目前的电力系统控制研究领域一直被强调，即对于电力系统中的某一动态元件仅采用本地量测量构成反馈控制，从便于控制实现的角度追求控制的分散性/就地性毫无疑问是可以理解的，但通常来说电力系统动态问题本质上具有全局性，恰当设计的分散/就地控制尽管可以一定程度上提高系统稳定性，但由于分散/就地控制只是通过本地量测量间接地包含一些全局信息，可以想象其提高系统稳定性的能力有一定局限性。随着 WAMS 出现和发展，研究和实现基于 WAMS 信号的全局控制成为可能。在全局反馈控制研究中如何选择适当的远方信号作为反馈信号是一个重要问题，并且也同样存在远方反馈信号的时滞问题，有必要采用时滞系统控制理论加以分析研究，以探明时滞对全局反馈控制的影响。

另外，WAMS 技术还可能有助于实现自适应实时稳定控制和预测。目前，较多的研究集中在系统暂态稳定判别上，主要判别方法有以下几类：①对于 WAMS 提供的系统动态的时间序列响应，直接应用某种时间序列外推方法或人工智能方法预测系统未来的受扰轨迹，并判断系统的稳定性。②以 WAMS 提供的系统故障后状态为初始值，在巨型机或 PC 机群上进行电力系统超实时暂态时域仿真，得到系统未来的受扰轨迹，从而判断系统的稳定性。③基于 WAMS 提供的系统动态过程的时间序列响应，通过某种辨识方法得到一个简化的系统动态模型，然后对该模型进行超实时仿真，得到系统的未来受扰轨迹，并判断系统的稳定性。

自适应实时稳定控制系统的另一个重要问题是：若预测结果为系统失去稳定，那么，该如何给出适当的控制量，避免系统失去稳定。

3.2.3　广域保护

电力系统继电保护主要以保护系统中的设备为出发点，即电力系统中设备故障或异常运行时，切除故障设备，而不考虑对整个系统动态过程的影响。这有可能导致现代电力系统连锁事故的发生。WAMS 技术出现后，与传统的仅采用就地量构成的保护相对应，提出了广域保护（WideArea Protection）的概念。从狭义范围上讲，广域保护是指 WAMS 技术在继电保护系统中的应用。但是应明确指出，一般来说 WAMS 技术仅对慢速动作的后备保护有益处，而不应影响主保护的原理。电力系统发生故障时，主保护应快速、可靠地切除故障元件，这对于减小扰动对系统的冲击，保证系统安全稳定运行至关重要。如果 WAMS 信息应用于主保护中，一方面，WAMS 获取数据的延时将增加继电保护装置出口跳闸的时间，延长系统持续故障时间；另一方面，引入 WAMS 信息将导致主保护系统整体设计与原理复杂化，降低保护动作的可靠性。因此，采用本地量测量，构成快速、简单可靠的主保护是非常必要的，这已在历次电力系统事故中得到了证明。

电力系统后备保护仅根据本地测量信号却很难识别由故障切除引起的潮流转移造成的过负荷，难以阻止线路陆续过载而引起的连锁跳闸事件。而且整定延时使得它有足够的时间来获取系统中的 WAMS 信息。如果后备保护能够利用系统中多点同步信息识别潮流转移造成的过负荷，在到达元件热稳定极限前不作用于断路器跳闸，对遏制连锁跳闸事故，延缓系统崩溃过程有重要意义。此外，引入 WAMS 信息也有利于解决复杂电网中后备保护配合关系难以整定，动作时间长的难题。基于本地量的主保护与应用 WAMS 信息的后备保护可以相得益彰，保卫系统安全可靠运行。

从广义上说，广域保护又称系统保护（System Protection），主要是指利用 WAMS 系统提供的全网信息，构成的预防或消除电力系统异常运行状态的控制系统。在这种情况下，基于 WAMS 的暂态稳定控制、电压稳定控制、解列控制等均属于广域保护的概念。

综上所述，WAMS 系统可以同步获取电力系统动态断面，并将其实时传送到调度中心，因此，它将为电力系统分析与控制带来一次变革。这需要电力系统各个方面的研究与运行人员在较长一段时间内协调合作，共同研究。

参 考 文 献

[1] 贺家李，宋从矩主编. 电力系统继电保护. 增订版. 北京：中国电力出版社，2004.

[2] 杨奇逊，黄少锋编著. 微型机继电保护基础. 第二版. 北京：中国电力出版社，2005.

[3] 朱声石编著. 高压电网继电保护原理与技术. 第三版. 北京：中国电力出版社，2005.

[4] 王梅义编著. 电网继电保护应用. 北京：中国电力出版社，1999.

[5] 张保会，尹项根等主编. 电力系统继电保护. 北京：中国电力出版社，2005.

[6] 王维俭编著. 电气主设备继电保护原理与应用. 第二版. 北京：中国电力出版社，2002.

[7] Phadke A G，Thorp J S，Karimi K J，et al. State Estimation with Phasor Measurements [J]. IEEE Trans on PS，1986，1，(1)：233-241.

[8] Ohura Y，Suzuki M，Yanagihashi K et al. A predictive out-of-step protection system based on observation of the phase difference between substation [J]. IEEE Trans on Power Delivery，1990，5(4)：1695-1704.

[9] Liu C W，Thorp J. Application of synchronized phasor measurements to real－time transient stability prediction [J]. IEE Proceedings Generation，Transmission and Distribution，1995，142(4)：355-360.

[10] 韩英铎，王仲鸿，林孔兴等. 电力系统中的三项前沿课题－柔性输电技术，智能控制，基于 GPS 的动态安全分析与监测系统 [J]. 清华大学学报，1996，37(7)：1-6.

[11] Y. Serizawa，M. Myoujin，K. Kitamura，N. Sugaya，M. Hori，A. Takeuchi，I. Shuto，M. Inukai，Wide-area current differential backup protection employing broadband communications and time transfer systems. IEEE Trans. On Power Delivery，1998，13 (4)：1046-1052.

[12] J. C. Tan，P. A. Crossley，D. Kirschen，J. Goody，J. A. Downes，An expert system for the back-up protection of a transmission network. IEEE Trans. On Power Delivery，2000，Vol. 15：508-514.

[13] 刘玉田，林飞. 基于相量测量技术和模糊径向基网络的暂态稳定性预测 [J]. 中国电机工程学报，2000，20(2)：19-23.

[14] 吴京涛，黄志刚，韩英铎，等. 同步相量测量算法与实测误差估计 [J]. 清华大学学报，2001，41(4/5)：147-150.

[15] 王克英，穆钢，陈学允. 计及 PMU 的状态估计精度分析及配置研究 [J]. 中国电机工程学报，2001，21(8)：29-33.

[16] 王铁强，贺仁睦，徐东杰等. Prony 算法分析低频振荡的有效性研究 [J]. 中国电力，2001，34(11)：38-41.

[17] 周良松，夏成军，彭波等. 基于 PMU 的预测型振荡解列初步研究 [J]. 继电器，2001，29(3)：9-12.

[18] 黄志刚，邬炜，韩英铎. 基于同步相量测量的电压稳定评估算法 [J]. 电力系统自动化，2002，26(2)：28-33.

[19] 贺仁睦. 电网动态实时监控及管理系统的构想 [J]. 电力系统自动化，2002，26(5)：1-4.

[20] 吕志来，张保会，哈恒旭. 基于改进的势能界面判据实时预测电力系统稳定性. 中国电机工程学报，2002，22(4)：94-98.

[21] Milosevic B，Begovic M. Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements [J]. IEEE Trans on Power Systems，2003，18(1)：121-127.

[22] Saitoh H. GPS synchronized measurement applications in Japan [C]. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition，Asia Pacific，2003，1：494－499.

[23] 彭疆南，孙元章，王海风. 基于广域量测数据和导纳参数在线辨识的受扰轨迹预测 [J]. 电力系统自动化，2003，27(22)：6-10.

[24] 印永华，郭剑波，赵建军，卜广全. 美加“8. 14”大停电事故初步分析以及应吸取的教训[J]. 电网技术，2003，27(10)：8-11.

[25] 耿池勇，高厚磊，刘炳旭，王宾. 适用于同步相量测量的 DFT 算法研究[J]. 电力自动化设备，2004，24(1)：84-87.

[26] 谢小荣，肖晋宇，童陆园等. 采用广域测量信号的互联电网区间阻尼控制 [J]. 电力系统自动化，2004，28(2)：37-40.

[27] 常乃超，郭志忠. 基于广域量测的全局非线性控制 [J]. 中国电机工程学报，2004，24(2)：43-48.

[28] 常乃超，兰洲，甘德强，等. 广域测量系统在电力系统分析及控制中的应用综述 [J]. 电网技术，2005，29(10)：46-52.

[29] 王英涛，印永华，蒋宜国，张道农，张文涛，王兆家. 我国实时动态监测系统的发展现状及实施策略研究 [J]. 电网技术，2005，29(11)：44-48.

[30] 许树楷，谢小荣，辛耀中. 基于同步相量测量技术的广域测量系统应用现状及发展前景[J]. 电网技术，2005，29(2)：45-49.

[31] 广域相量测量技术的现状和发展. 中国电力科学研究院.

[32] 丁剑，白晓民，王文平，赵伟等. 电力系统中基于同步数据的应用研究综述[J]. 继电器，2006，34(6)：78-84.

[33] 国家电网公司. 国家电网公司先进适用技术评估报告—电网动态实时监测技术[R]. 2006.

[34] A IEEE Std 1344-1995 (R 2001)，IEEE 电力系统继电保护和控制委员会，1995.

[35] IEEE Std C37. 118-2005，IEEE 电力系统继电保护和控制委员会，2005.

[36] 电力系统实时动态监测系统技术规范，国调中心，2005.

[37] 王远璋. 变电站综合自动化现场技术与运行维护，北京：中国电力出版社，2004.

[38] 唐海涛. 发电厂与变电站自动化技术及其应用. 诸伟楠，杨仪松. 北京：中国电力出版社，2005.

[39] 《Substation Automation handbook》，Klaus-Peter Brand，Volker Lohmann，Wolfgang Wimmer，Utility Automation Consulting Lohmann，2003.

[40] 《Network Proteciton & Automation Guide》, Alstom, 2002.
[41] IEC61850, Communication networks and system in substations, IEC, 2005.
[42] CA2. 0, Utility Communication Architecture(UCA) Version2. 0, IEEE-SA TR1550-1999.
[43] 卓乐友. 电力工程电气设计 200 例. 北京：中国电力出版社，2004.
[44] 西北电力设计院. 电力工程设计手册电气二次部分. 北京：中国电力出版社，1991.
[45] GB/T 14285—2006 继电保护和安全自动装置技术规程.
[46] DL/T 970—2005 大型汽轮发电机非正常和特殊运行及维护导则.
[47] DL/T 684—1999 大型发电机变压器继电保护整定计算导则.



中国电气工程大典

CHINA ELECTRICAL ENGINEERING CANON

第8卷

电力系统工程

主编单位：华北电力大学

主　　编：肖湘宁　徐永海　韩民晓　文　俊　尹忠东

执　　笔：肖湘宁　徐永海　韩民晓　文　俊　尹忠东　徐明荣
朱永强　姚蜀军　夏瑞华　陶　顺　姜　旭　丁　辉
马玉龙

主　　审：周孝信　中国电力科学研究院
杨奇逊　华北电力大学

第1章 绪 论

电能既是一种使用方便、高效清洁且容易传输、控制和转换的能源形式，又是一种由电力部门向电力用户提供，并由供、用双方共同保证质量的特殊产品。如今，电能作为走进市场的商品，与其他商品一样，无疑也应讲求质量。

1 电能质量问题

早在电力供应一开始，由于电源的电能质量下降而影响电气设备正常工作的问题就引起了供用电双方的关注。人们首先把电力系统运行中电压和频率偏离规定值的多少作为检验电能质量的主要指标。之后，随着工业规模的扩大和科学技术的发展，国民经济各部门的用电量不断增加，电气化程度越来越高，新工艺、新技术广泛应用于工业生产和人民生活的各个方面。越来越多的用户采用了性能好、效率高但对电源电气参数变化敏感的高科技设备，他们对电能质量的要求在不断提高。与此同时，许多新型的电气设备在其运行过程中会向电力系统注入各种电磁干扰，它们对电网的安全运行和用电设备的正常工作造成的危害与影响也在不断增加，各种电能质量问题日益突出，引起了供电部门和广大电力用户的普遍重视。运行实践表明，劣质电力引发电力供应中断，造成电气设备损坏，致使工业生产力下降，其社会影响和经济损失是相当严重的。据美国支持数字化社会电力基础设施协会（CEIDS）在2001年6月完成的一项对美国公司遭受电力扰动的直接经济损失调查与评估研究结果表明，美国平均每年因长短时间停电造成的损失达到1050亿～1642亿美元，因电能质量问题损失达到150亿～240亿美元。人们认识到，电力生产部门只要将电能按量提供给购电方，并保证一定的供电连续性即可满足用户需求的想法是很不完整的，电网运行和工业生产过程对电能质量的要求正在逐步扩大和深化，保证电能质量已经成为供用电系统安全稳定运行的基本要求。

还需注意到，最大限度地满足用户对用电量的需求和对不同电能形态变换的需要，已成为工业发达地区电力系统面临的新问题。这些变化大大推动了电能质量标准化的进程和对供电质量的监督与管理。20世纪90年代中期以来，电气工程界普遍认为，当代电力系统除了保证电网安全稳定运行的基本要求外，还应把质量控制、经济运行和高效能量管理作为评估电力系统运行水平的重要内容。

2 系统运行与电能质量

2.1 对电能质量的基本要求

电力系统的基本任务是不间断地向用户供应所需数量和质量（电压和频率）合乎规定的电能。为保证电能安全经济地输送、分配和使用，理想供电系统的运行应具有如下基本特性：

（1）以单一恒定的电网标称频率（50Hz或60Hz，我国采用50Hz）、规定的若干电压等级（如配电系统一般为110kV，35kV，10kV，380/220V）和以正弦函数波形变化的交流电向用户供电，并且这些运行参数不受用电负荷特性的影响。

（2）始终保持三相交流电压和负荷电流的平衡。用电设备汲取电能应当保证最大传输效率，即达到单位功率因数，同时各用电负荷之间互不干扰。

（3）电能的供应充足即向电力用户的供电不中断，始终保证电气设备的正常工作与运转，并且每时每刻系统中的电能供需都是平衡的。

上述理想供电系统的基本特性构成了供电运行对电能质量的基本要求，将其概括描述可如图15.1-1所示。



图15.1-1 电能质量的基本关系

图中三个基本集合的交集确定了合格电能质量的指标要求，阐明了供电系统电能质量的三个基本要素。图15.1-1表明，这三项质量指标相互间存在着紧密的依存和制约关系。

随着科技的飞速发展，现代电网结构与负荷构成出现了新的变化，同时也赋予了电能质量更多更新的内容。随着经济社会的进步，电能作为商品进入市场后，用户需求侧正在由原来的数量需求向高可靠性、高品质电力和合理电价的需求转变，这也是电力工业适应市场竞争和可持续发展所必需的。提高对现代电能质量新要求的认识已经成为当代电力系统的需要。

2.2 系统运行状态与电能质量的关系

电力系统实际运行状态一般分为六个等级，即正常运行、警戒状态、紧急状态、极度紧急状态、崩溃与恢复。实际运行状态下的电压、电流和频率等电气参数既是系统安全稳定控制的对象，也是电能质量考核的主要内容。在大多数时间里，电力系统运行在正常状态亦或警戒状态下，采取有功和无功调整、控制保护等措施，按可接受的质量和数量向全局用户供电是可以保证的，电能质量成为运行控制的主要目标函数之一。当电力系统在紧急、极度紧急甚至崩溃和恢复的短时间过程中，系统自身的安全稳定以及保证局部或部分重要用电设备的电力供应是首要问题，而大部分区域的电能质量是难以得到保证的。因此，系统只有在正常运行状态或警戒状态下，才能满足绝大多数用户对电能质量的要求，电能质量才有监测和评估的普遍意义。

2.3 电能质量的特征

电能，或称之为电产品，除了具有其他工业产品的基本特征之外，由于其产品形式单一，而且其生产、输送与消耗的全过程独具特色，因此在引起电能质量问题的原因上、在劣质电能的影响与评价等方面与一般产品的质量问题不同，具有以下显著特点。

2.3.1 电能质量指标的动态性

电力系统从发电生产到用户消耗是一个整体，电能量的流动始终处于动态平衡之中，并且随着电网结构的改变和负荷的变化，整个电力网的电能质量在时间和空间上均处于动态变化之中。

2.3.2 电能质量影响的相关性

电能不易储存，其生产、输送、分配和转换过程直至消

耗几乎是同时进行的。电气连接将供用电双方构筑成一个有机体，不论哪个环节引起电能质量问题，都会对连接在这个有机体上的设备或电力用户的安全、正常运行构成威胁。许多情况下，电力系统中的某一实体往往表现为既是电能质量的破坏者同时也是劣质电能的受害者。

2.3.3 电能质量干扰的潜在性和传播性

虽然有些电能质量问题的后果是显现的，但还有些电能质量的危害与影响具有潜在性。另外，由于电力线为扰动提供了最好的传导途径，且传播速度快，电气环境污染波及面大，影响域广，可见劣质电能的干扰具有快速传播性。

2.3.4 电能质量责任的特殊性

当电网传输电能作用于用电设备时，很有可能会受到来自于用户反作用的影响。因此，在某些质量问题的起因上，电能质量的下降更多的是受到使用者的影响，而不在于电力生产者或供应者。

2.3.5 电能质量评估的复杂性

虽然电产品的基本形式简单，但其质量扰动的现象却是多种多样的。当电力系统在运行过程中电能质量的各项指标接近系统规定值，就可以认为电能是达到标准要求的。但是当电能质量的多个指标共同作用在一个系统中时，其不同的组合结果对电力系统运行的不利影响和对电气设备性能的降低，甚至损坏都是十分复杂的问题，加之不同电气设备在不同条件下对电压干扰的敏感度不同。因此如何给出综合的技术与经济评价仍然是非常困难的，目前尚无一个准确的和普遍认可的定量综合评估计算方法。

2.3.6 电能质量控制的系统性

从整个电力系统来讲，保证优质电力生产和用户安全使用还要靠多方共同努力。因此要求设备制造厂商、电力部门、电力用户、标准制定部门、监督管理部门等协同合作，达成共识，制定统一的和可操作的适时、适度与系统运行相适应的质量标准或有特殊要求的供电质量协议，按照电力用户对电能质量的不同要求实行分级控制和质量达标。可以说，如何认识、控制与管理电能质量是一项系统工程问题。

3 改善电能质量的意义

电能作为人们广泛使用的能源，其应用程度是一个国家发展水平和综合国力的主要标志之一。在满足工业生产、社会和人民生活对电能需求量的同时，提高对电能质量的要求是一个国家工业生产发达、科技水平提高、社会文明程度进步的表现，是信息时代和信息社会发展的必然结果，是增强用电效率、节能降损、改善电气环境、提高国民经济的总体效益以及工业生产可持续发展的技术保证。时至今日，电力工业面向市场经济，引进竞争机制，以求最小成本与最大效益，电能质量的优劣已经成为电力系统运行与管理水平高低的重要标志，控制和改善电能质量也是保证电力系统自身可持续发展的必要条件。

随着时代的进步和科技的发展，当代电力系统已经赋予了它新的概念和内容。现代工业的工艺制造和设备要求、高科技作用的实现，以及生产力和产品竞争力的提高越来越依赖高质量的电力供应。电能质量问题已不仅仅是电力系统中电压和频率等的基本技术问题，它已经被提升为关系到整个电力系统及设备的安全、稳定、经济、可靠运行，关系电气环境工程保护，关系整个国民经济的总体效益和发展战略的高度来认识了。

加强电能质量标准的制定和实施，电能质量的监督管理法规体系将逐步建立。这必将大大促进设备制造厂家提高其设备与电源系统的兼容性，促使电力用户在提高产品生产率、使用高性能设备的同时，严格限制自身对电源系统和其他设备的电磁干扰，保障各行各业的正常用电秩序。进一步促进供电部门加强对电能质量的技术监督与电网的运行管理，推动电能质量先进控制技术的研发和应用，提高控制和驾驭的能力，保证配电系统安全经济运行和向用户提供合格的电能和优质的服务，为千家万户提供信得过的电产品。

4 电能质量概念、定义及分类

4.1 基本概念与定义

从普遍意义讲，电能质量是指优质供电。但是由于人们看问题的角度不同，所以迄今为止，人们对电能质量的技术含义仍存在着不同的认识，目前较多采用的是 IEEE Std. 1159 关于电能质量的定义，即提供给敏感设备的电力和为其设置的接地系统均适合于该设备正常工作。此外，一种普遍接受和采用的技术名词和定义方法是，从工程实用角度出发，将电能质量概念进一步具体分解并给出解释。其内容如下：

（1）电压质量。给出实际电压与理想电压间的偏差，以反映供电部门向用户分配的电力是否合格。电压质量通常包括电压偏差、电压频率偏差、电压不平衡、电压瞬变现象、电压波动与闪变、电压暂降（暂升）与中断、电压谐波、电压陷波、欠电压、过电压等。

（2）电流质量。电流质量与电压质量密切相关。为了提高电能的传输效率，除了要求用户汲取的电流是单一频率正弦波形外，还应尽量保持该电流波形与供电电压同相位。电流质量通常包括：电流谐波、间谐波或次谐波、电流相位超前与滞后、噪声等。

（3）供电质量。它包括技术含义和非技术含义两部分。技术含义有电压质量和供电可靠性；非技术含义是指服务质量，它包括供电部门对用户投诉与抱怨的反应速度和电力价目的透明度等。

（4）用电质量。它包括电流质量和非技术含义，如用户是否按时、如数缴纳电费等。

上述关于电能质量的定义与解释反映了供用双方的相互作用与影响以及责任和义务。

4.2 电能质量的分类与描述

4.2.1 电能质量的基本分类与描述

对于电能质量现象可以根据不同基础来分类。以下介绍了近几年国际上在电能质量现象分类和特性描述等方面取得的研究成果。其中，在国际电工界有影响的 IEC 以电磁现象及相互干扰的途径和频率特性为基础，引出了广义的电磁干扰的基本现象分类，如表 15.1-1 所示。

表 15.1-1 IEC 关于引起电磁扰动的基本现象分类

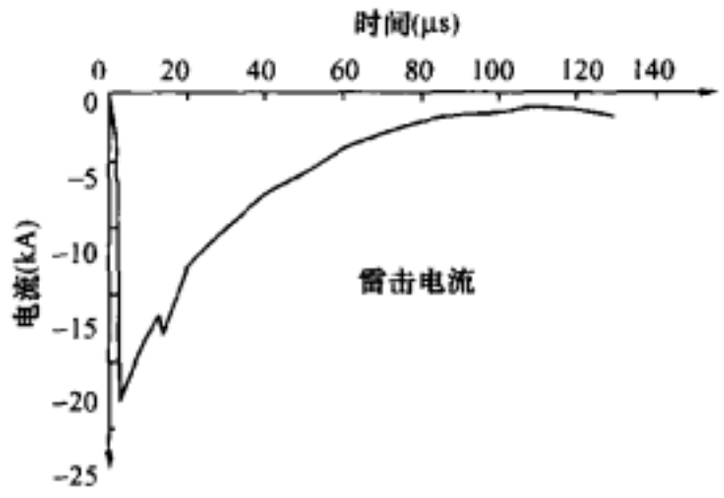
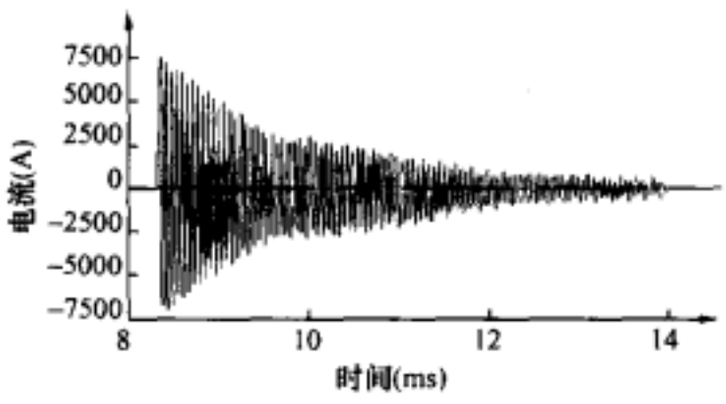
现 象	分 类	现 象	分 类
传导型低频现象	谐波、间谐波	辐射型低频现象	工频电磁场
	信号系统（电力线载波）	辐射型高频现象	磁场
			电场
	电压波动		电磁场
	电压暂降和中断		连续波
	电压不平衡		瞬变
	工频变化		
	感应低频电压	静电放电现象（ESD）	
	交流电网中的直流成分	核电磁脉冲（NEMP）	
传导型高频现象	感应连续波电压或电流		
	单方向瞬变		
	振荡性瞬变		

表15.1-2给出了IEEE关于电能质量领域电磁现象的具体分类。对于表中列出的各种现象，我们可进一步用其属性和特征加以描述。表15.1-3则通过图示的方法给出了各种电能质量问题的直观表达形式。

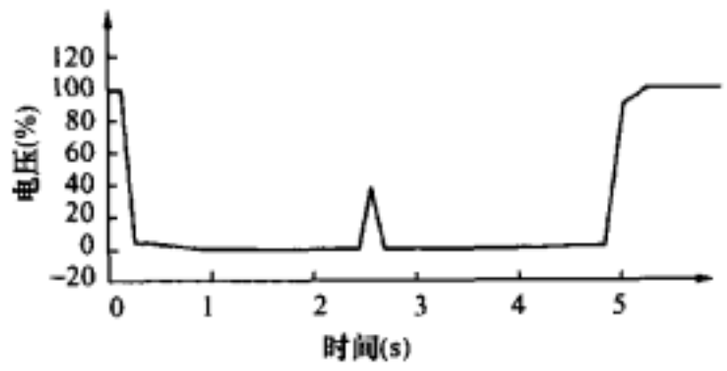
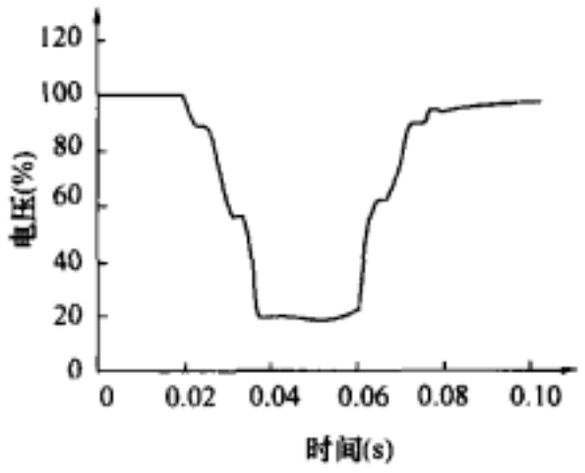
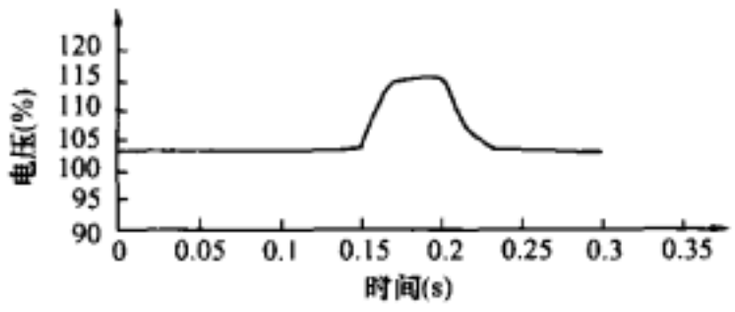
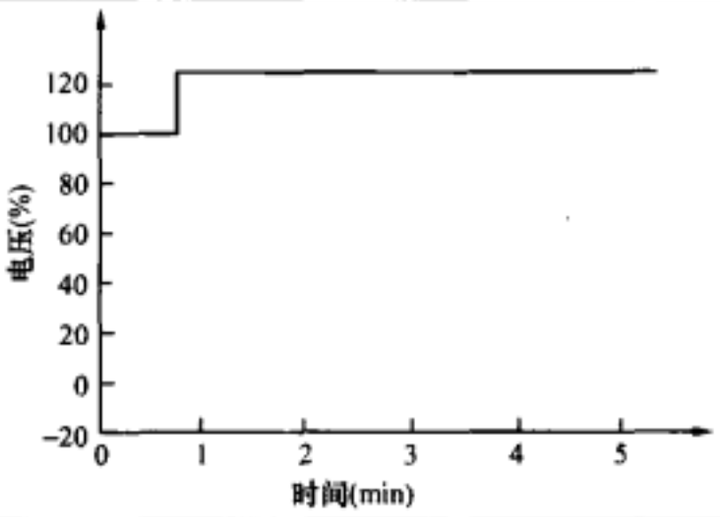
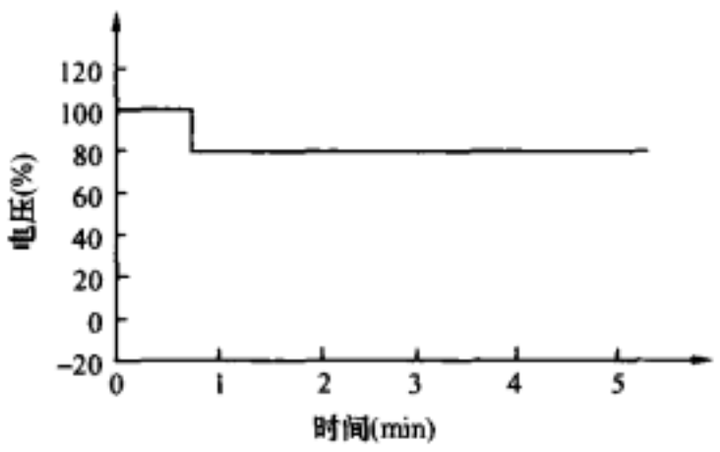
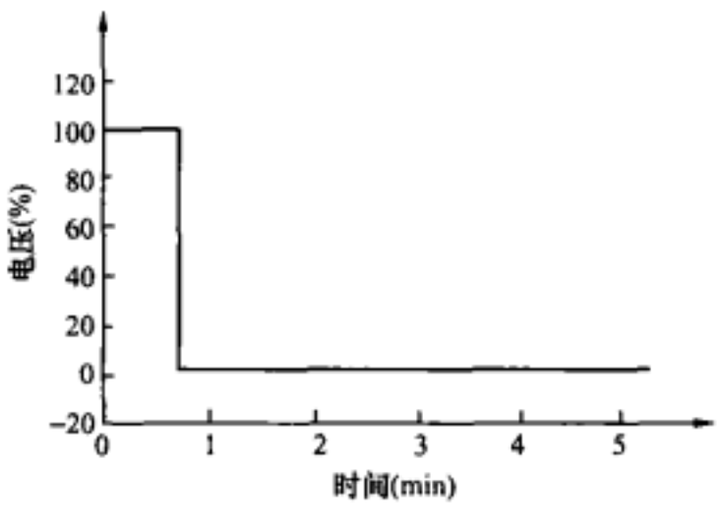
表15.1-2　　IEEE制定的电力系统电磁现象的特性参数及分类

类别			典型频谱	典型持续时间	典型电压幅值
瞬变现象	冲击脉冲	纳秒级	5ns上升	<50ns	
		微秒级	1μs上升	50ns～1ms	
		毫秒级	0.1ms上升	>1ms	
	振荡	低频	<5kHz	0.3ms～50ms	0～4p.u.
		中频	5kHz～500kHz	20μs	0～8p.u.
		高频	0.5MHz～5MHz	5μs	0～4p.u.
短时间变动	瞬时	暂降		0.5～30周波	0.1～0.9p.u.
		暂升		0.5～30周波	1.1～1.8p.u.
	暂时	中断		0.5周波～3s	<0.1p.u.
		暂降		30周波～3s	0.1～0.9p.u.
		暂升		30周波～3s	1.1～1.4p.u.
	短时	中断		3s～1min	<0.1p.u.
		暂降		3s～1min	0.1～0.9p.u.
		暂升		3s～1min	1.1～1.2p.u.
长时间变动	持续中断			>1min	0.0p.u.
	欠电压			>1min	0.8～0.9p.u.
	过电压			>1min	1.1～1.2p.u.
电压不平衡				稳态	0.5%～2%
波形畸变	直流偏置			稳态	0～0.1%
	谐波		0～100th	稳态	0～20%
	间谐波		0～6kHz	稳态	0～2%
	陷波			稳态	
	噪声		宽带	稳态	0～1%
电压波动			<25Hz	间歇	0.1%～7%
工频变化				<10s	

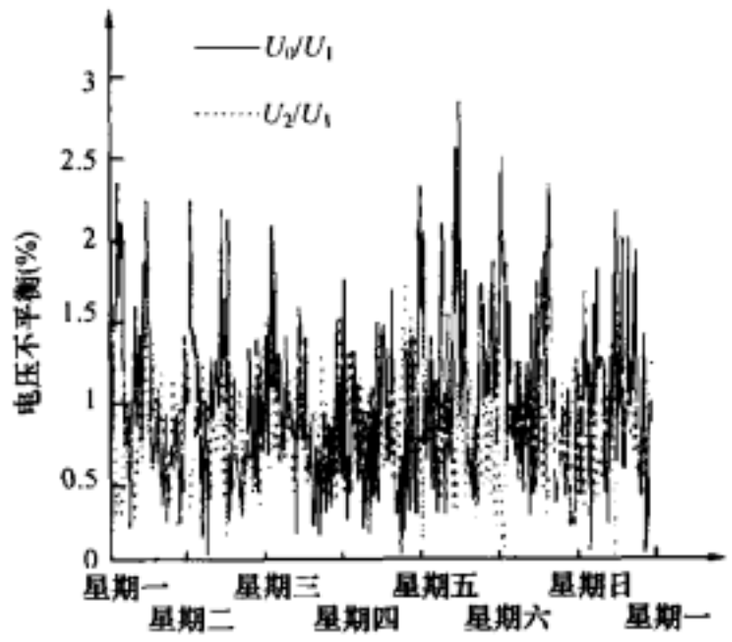
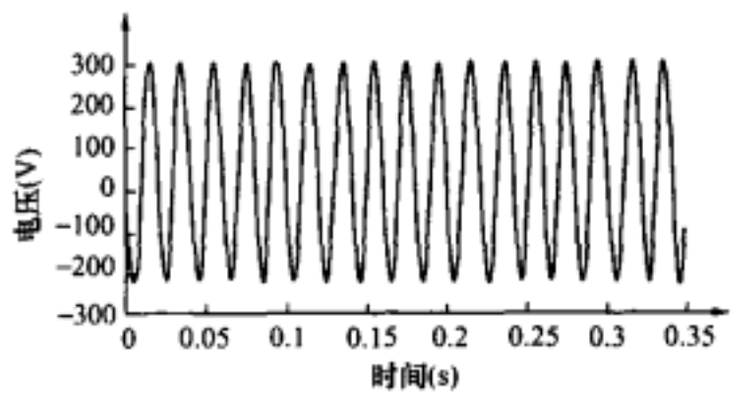
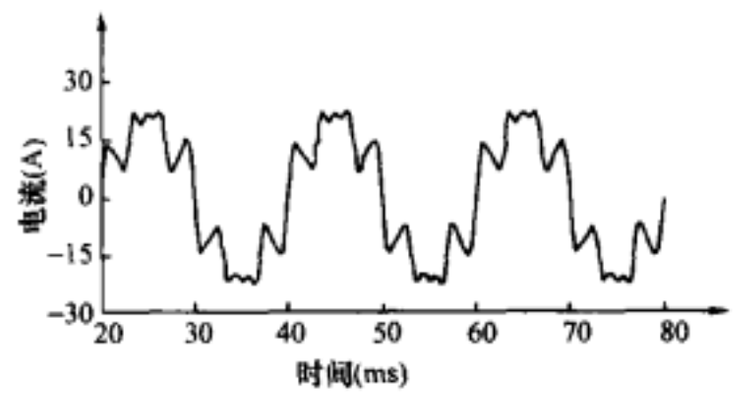
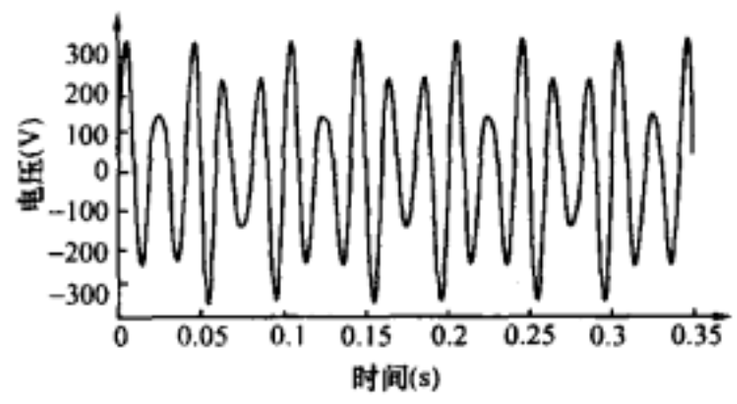
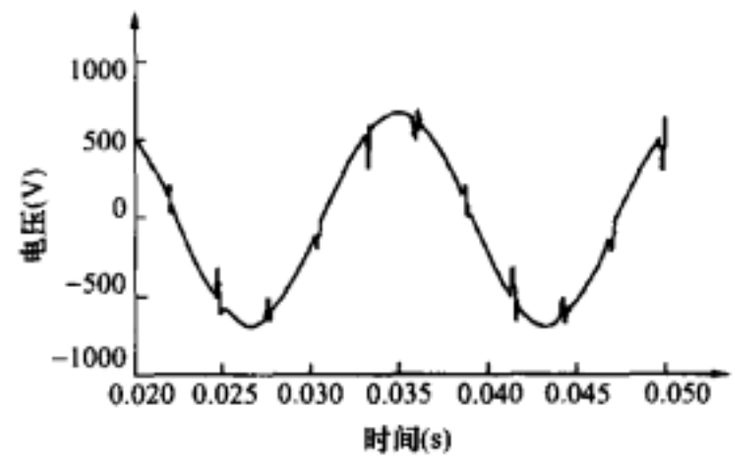
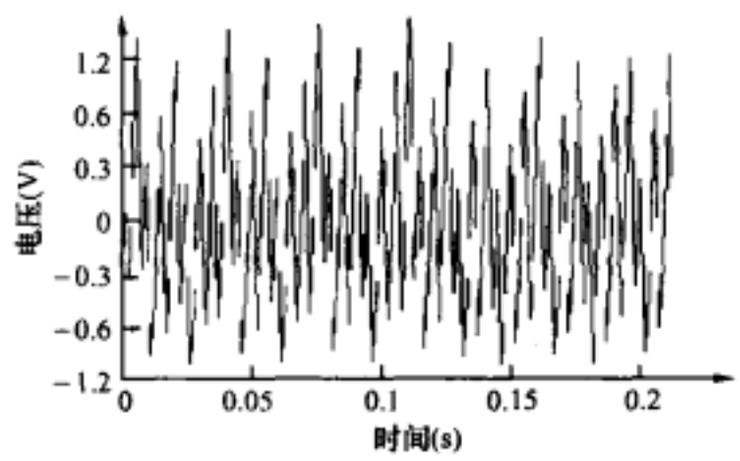
表15.1-3　　电能质量现象综合描述

类别		图示	描述	起因
瞬变现象	冲击性瞬变现象		冲击性瞬变是一种在稳态条件下，电压、电流非工频、单极性(即主要为正极性或负极性)的突然变化现象。通常用上升和衰减时间来表现冲击性瞬变的特性，也可以通过其频谱成分表示	雷电冲击波
	振荡瞬变现象		振荡瞬变是一种在稳态条件下，电压、电流的非工频、有正负极性的突然变化现象。对于迅速改变瞬时值极性的电压和电流振荡问题，常用其频谱成分(主频率)、持续时间和幅值大小来描述其特性	电容器充能，铁磁谐振和变压器增能

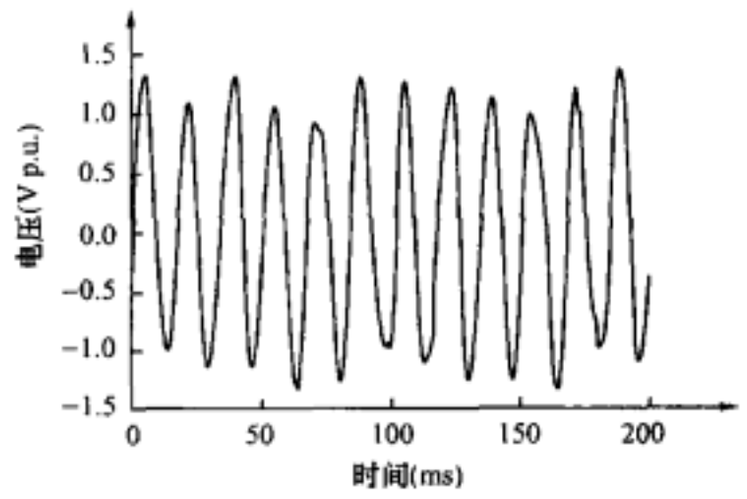
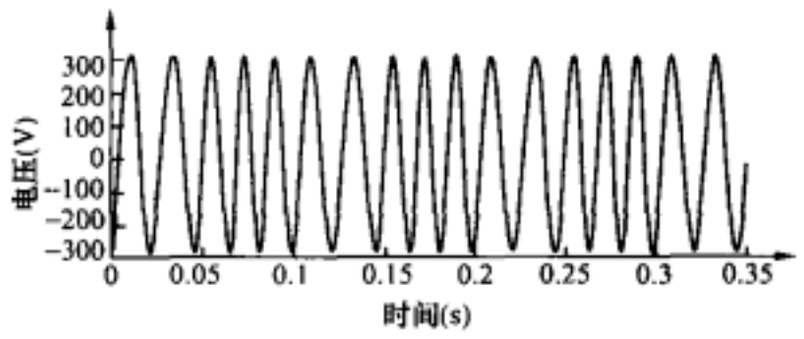
续表

类别		图示	描述	起因
短时间变动	电压中断		当供电电压降低到 0.1p.u. 以下，且持续时间不超过 1min 时，可认定为电压中断	系统故障、用电设备故障或控制失灵等
	电压暂降		“暂降”是指工频条件下电压均方根值减小到 0.1～0.9p.u. 之间、持续时间为 0.5 个周期至 1min 的短时间电压变动现象	重负荷或大型电机起动、系统故障
	电压暂升		“暂升”的含义是指在工频条件下，电压均方根值上升到 1.1～1.8p.u. 之间、持续时间为 0.5 个周期到 1min 的电压变动现象	与暂降伴随出现，是同系统故障相联系的
时间变动	过电压		过电压是指工频下交流电压均方根值升高，超过额定值的 10%，并且持续时间大于 1min	负荷投切，变压器分接头的不正确调整
	欠电压		欠电压是指工频下交流电压均方根值降低，小于额定值的 90%，并且持续时间大于 1min	电容器充能，铁磁谐振和变压器增能
	持续中断		当供电电压下降为 0，且持续时间超过 1min 的长时间的电压变动现象	因故障或过负荷等引起保护动作，开关跳开。需要人工恢复

续表

类 别		图 示	描 述	起 因
电压不平衡			三相系统中，三相电压的相位和/或幅值不对称的现象	主要是负荷不平衡(如单相运行)所致，或者是三相电容器组的某一相熔断器熔断造成的
波形畸变	直流偏置		在交流系统中出现直流电压或电流称为直流偏置	可能是由于地磁干扰或半波整流产生的
	谐 波		把含有基波频率整数倍频率的电压或电流定义为谐波	电力系统中的非线性负荷，特别是电力电子设备
	间谐波		把含有基波频率非整数倍频率的电压或电流定义为间谐波	静止频率变换器、循环换流器、感应电机和电弧设备等
	陷 波		陷波是电力电子装置在正常工作情况下，交流输入电流从一相切换到另一相时产生的周期性电压扰动	换流器相控换流时造成的
	噪 声		噪声是指带有低于200kHz宽带频谱，混叠在电力系统的相线、中性线或信号线中的有害干扰信号	电气设备高频投换电路过程产生的

续表

类 别	图 示	描 述	起 因
电压波动		电压波动是一种电压变化的包络线或随机电压变动。通常，其幅值并未超过 ANSIC 84.1—1982 规定的 0.9 ～ 1.1p.u. 范围	由电弧炉、电气机车等功率波动性负荷电流快速变化引起的
工频变化		电力系统基波频率偏离规定正常值的现象。工频频率与向系统供应电能的发电机的转子速度直接相关	负荷与发电机间出现能量动态平衡变化

4.2.2 变化型和事件型分类

电能质量问题还有一种分类方法，即按照电能质量扰动现象的两个重要表现特征——变化的连续性和事件的突发性为基础广泛地分成两类。这是一种比较实用的分类方法。

所谓变化型是指连续出现的电能质量扰动现象，其重要的特征表现为电压或电流的幅值大小、频率、相位差等在时间轴上的任一时刻总是在发生着小的变化。这一类现象包括前述的电压幅值变化、频率变化、电压与电流间相位变化、电压不平衡、电压波动、谐波电压和电流畸变、电压陷波、主网载波信号干扰等。

所谓事件型是指突然发生的电能质量扰动现象，其重要的特征表现为电压或电流短时严重偏离其额定值或理想波形。这一类现象包括电压暂降和电压短时间中断、瞬态过电压、阶梯形电压变化、相位跳变等。

5 电能质量标准

电能质量标准是保证电网安全经济运行、保护电气环境、保障电力用户正常使用电能的基本技术规范，是实施电能质量监督管理，推广电能质量控制技术，维护供用电双方合法权益的法律依据。

5.1 电能质量标准化

为了保证电网安全、经济运行的秩序和对用户连续、可靠的供应电能，保障输配电设备、用电设备与装置的正常使用，就必须以科学技术和运行经验的综合成果为基础，按照标准化的原则对电产品制定并发布统一的和适度的基本指标规定以及统一的质量检验方法和实施指导。这一工作称之为电能质量标准化。开展电能质量标准化的工作概括起来主要有以下四方面内容：

(1) 规定标称环境。由于生产和运行的实际状况在不断变化，电网频率和电压不可避免地偏离理想标称值。因此在规定电能质量指标时须考虑一定时期和可能的环境条件，应当在给定的标称值下允许有一定的变化范围。如标称频率 50Hz，允许频率偏差值为±0.2Hz，电压允许的典型偏差范围为 90%～110%。

(2) 定义技术名词。在制定电能质量标准时给出电能质量现象的准确定义和描述，尽可能地统一使用专用术语是十分必要的。因为只有这样，当电力供应方、电力使用方和设备制造方之间进行技术与信息交流时才会有通用的规范“语言”。而在相互的技术要求上有了多方兼顾的统一规范技术定义，在电能质量的测量与评估结果上才会有可比性。

(3) 量化质量指标。指标量化是制定电能质量标准工作的核心内容，它涉及对电能质量问题发生原因和干扰传播机理的认识，对用电设备承受干扰能力的分析和测试条件，以及对抑制扰动和质量达标等方面的技术保证。在制定电能质量技术指标时要注意到，不是质量标准越高越好，其指标量化要将电力系统整体的安全、经济运行和用电的基本保证联系起来，进行综合优化协调，制定出适时、适度的和可操作的技术指标。从上述的电能质量特殊性质已经知道，电能质量标准的量化不同于一般工业产品的质量问题，应当根据其特点作出相应的规定。

(4) 推荐统一的测量与评估方法。在制定电能质量计划指标的同时，也要制定出统计指标，因此对电能质量的测量方法与仪器以及质量的评估方法给出一定的要求和规定是十分必要的。采取统一的测量与评估方法的目的在于统一技术规范，使得实际检测到的电能质量数据真实可信，电能质量的考核与检验规范化。以便做到各仪器制造厂家生产的电能质量测量仪器评估方法科学合理，测量结果具有可比性，测试功能具有灵活的可操作性。

5.2 电能质量国家标准简介

从 20 世纪 80 年代初到 2001 年，国家技术监督局先后组织制定并颁布了六项电能质量国家标准。这六项电能质量国家标准的摘要如表 15.1-4 所示。

表 15.1-4 六项电能质量国家标准摘要

<table>
<tr><th>标准编号</th><th>标准名称</th><th>允许限值</th><th>说明</th></tr>
<tr><td>GB/T 14549—1993</td><td>电能质量公用电网谐波</td><td>各级电网谐波电压限值(%)
电压(kV) | THD | 奇次 | 偶次
0.38 | 5 | 4.0 | 2.0
6.10 | 4 | 3.2 | 1.6
35.66 | 3 | 2.4 | 1.2
110 | 2 | 1.6 | 0.8
注 1. 220kV 电网参照 110kV 执行
2. 表中 THD 为总谐波畸变率</td><td>(1)衡量点为 PCC，取实测 95%概率值
(2)对用户允许产生的谐波电流，提供计算方法
(3)对测量方法和测量仪器作出规定
(4)对同次谐波随机性合成提供算法</td></tr>
<tr><td>GB/T 15543—1995</td><td>电能质量三相电压允许不平衡度</td><td>(1)正常允许 2%，短时不超过 4%
(2)每个用户一般不得超过 1.3%</td><td>(1)各级电压要求一样
(2)衡量点为 PCC，取实测 95%概率值或日累计超标不许超过 72min，且每 30min 中超标不许超过 5min
(3)对测量方法和测量仪器作出基本规定
(4)提供不平衡度算法</td></tr>
<tr><td>GB/T 15945—1995</td><td>电能质量电力系统频率允许偏差</td><td>(1)正常允许±0.2Hz，根据系统容量可以放宽到±0.5Hz
(2)用户冲击引起的频率变动一般不得超过±0.2Hz</td><td>对测量仪器提出了基本要求</td></tr>
<tr><td>GB 12326—2000</td><td>电能质量电压波动和闪变</td><td>电压变动 d 的限值和变动频度 $r(h^{-1})$有关：当 $r\leqslant 1000h^{-1}$时，对于低压(LV)和中压(MV)，$d=1.25\%\sim4\%$；对于高压(HV)，$d=1.0\%\sim3\%$；对于随机不规则的变动，$d=2\%$(LV，MV)和 $d=1.5\%$(HV)
闪变限值
系统电压等级 | LV | MV | HV
P_{st} | 1.0 | 0.9(1.0) | 0.8
P_{lt} | 0.8 | 0.7(0.8) | 0.6
注 1. 括号中的值仅适用于所有用户为同电压等级场合
2. P_{st}为短时间闪变值；P_{lt}为长时间闪变值</td><td>(1)衡量点为公共连接点 PCC
(2)P_{st}每次测量周期为 10min，取实测 95%概率值；P_{lt}每次测量周期 2h，不得超标
(3)限值分三级处理原则
(4)提供预测计算方法，规定测量仪器并给出典型分析实例</td></tr>
<tr><td>GB/T 18481—2001</td><td>电能质量暂时过电压和瞬态过电压</td><td>(1)系统工频过电压限值
电压等级 | 过电压限值
U_m>252kV(Ⅰ) | 1.3p.u.
U_m>252kV(Ⅱ) | 1.4p.u.
110kV 及 220kV | 1.3p.u.
35kV～66kV | $\sqrt{3}$p.u.
3kV～10kV | 1.1$\sqrt{3}$p.u.
注 1. U_m 指工频峰值电压
2. $U_m>252$kV(Ⅰ)和 $U_m>252$k(Ⅱ)分别指线路断路器两侧变电所和线路
(2)操作过电压限值
空载线路合闸、单相重合闸、成功的三相重合闸、非对称故障分闸及振荡解列过电压限值：
电压等级 | 过电压限值
500kV | 2.0p.u.①
330kV | 2.2p.u.①
110kV～252kV | 3.0p.u.
①表示该过电压相对地统计操作过电压。</td><td>(1)暂时过电压包括工频过电压和谐振过电压。瞬态过电压包括操作过电压和雷击过电压
(2)工频过电压 1.0p.u.$=U_m/\sqrt{3}$。谐振过电压和操作过电压 1.0p.u.$=\sqrt{2}U_m/\sqrt{3}$
(3)除统计过电压(不小于该值的概率为 0.02)外，凡未说明的操作过电压限值均为最大操作过电压(不小于该值的概率为 0.001 4)
(4)瞬态过电压还对空载线路分闸过电压、断路器开断并联补偿装置及变压器等过电压限值作出了规定</td></tr>
</table>

续表

标准编号	标准名称	允许限值	说明
GB 12325—2003	电能质量供电电压允许偏差	(1)35kV 及以上供电电压正、负偏差的绝对值之和不超过标称电压的 10% (2)10kV 及以下三相供电电压允许偏差为标称电压的±7% (3)220V 单相供电电压允许偏差为标称电压的+7%、−10%	衡量点为供电产权分界处或电能计量点

5.3 电能质量国际标准简介

国际电工界的一些主要组织及一些工业发达国家也先后制定了电能质量的相关标准，这些标准可以为我国的电能质量标准化工作提供借鉴。为了方便查阅，这部分以列表的形式给出。表 15.1-5 为一些主要国际组织制定的电能质量标准的主要限值情况。

表 15.1-5 主要国际组织电能质量标准限值

分 类	IEC61000(国际电工委员会电磁兼容标准)	EN50160(欧盟公共供电系统的电压特征标准)		ANSI/IEEE(美国国家标准局/美国电气与电子工程师协会标准)
范围	LV/MV	LV	MV	LV/MV
频率	±1Hz (IEC61000-2-2/12)	互联系统：±1%，一年的99.5%时间；−6%～+4%，100%时间 隔离系统：±2%，一年的95%时间；±15%，100%时间	同低压	正常： 60±0.015Hz(ANSIC84.1) 突然变动：60±0.100Hz 主系统崩溃下：60±0.750Hz
电压幅值	±10% (IEC61000-2-4)	±10%，95%时间(周) +10%～−15%，100%时间	±10%，95%时间（周），10min RMS 值	ANSIC84.1 供电电压% A 类LV：±5 MV：−2.5，+5.0 B 类LV：8.3，+5.8 MV：−5，+5.8 用电电压% A 类LV：−8.3，+5 MV：−10，+5 B 类LV：−12，+5.8 MV：−13.3，+5.8
电压不平衡	2% (IEC61000-2-2/12)	2%，95%时间(周) >2%，<3%，局部位置	同低压	3%(ANSIC84.1)
谐波电压 THD	8% (IEC61000-2-2/12)	8%	同低压	≤69kV，5.0% 69kV～161kV，2.5% >161kV，1.5%
闪变	$P_{st}\leqslant 1$； $P_{lt}\leqslant 0.8$，95%时间 (IEC61000-2-2)	$P_{lt}<1$，95%时间(周)	同低压限值	$P_{st}\leqslant 1$ $P_{lt}\leqslant 0.8$ (IEEE Std 1453(TM)-2004)

第 2 章　常规电能质量分析与改善措施

1　概述

常规电能质量是指电力系统长时间相对变化较慢的运行参数偏离额定值的状况，主要包含：电压偏差、频率偏差、电压三相不平衡和供电的连续性四个方面。

电力系统中的电气设备是按标称的额定电压和额定频率设计、制造的。在额定电压和额定频率下运行时，电气设备的运行性能最优、效率最高。反之，电气设备的运行性能会减弱、效率下降，严重时可能使设备无法正常工作，甚至导致设备绝缘损坏、烧毁或爆炸等，从而间接或直接危害设备、人身以及系统自身的安全。保证系统频率和各点电压偏差在允许的范围之内，保证电压三相平衡以及提高系统的供电连续性是电力系统运行调整的基本任务。

2　供电电压偏差

供电电压是衡量电力系统运行水平和电能质量的重要指标之一。保证电压质量对提高电力系统的安全稳定与经济运行，对保证用户生产效率和产品质量以及电气设备的安全与寿命都有重要的影响。电压偏差是衡量电压质量的基本指标。

2.1　电压偏差的计算公式及允许值

供电系统在正常运行时，某一节点的运行电压与系统额定电压之差对系统额定电压的百分数称为该节点的电压偏差。其数学表达式为

$$\Delta U = \frac{U_{re} - U_N}{U_N} \times 100(\%) \qquad (15.2\text{-}1)$$

式中：ΔU 为电压偏差；U_{re}、U_N 分别为运行电压和额定电压。

供电系统正常运行是指系统中所有电气元件均按预定工况运行的方式。供电系统正常运行时，负荷时刻发生着变化，系统的运行方式也经常改变，系统中各节点的电压将随之改变，会偏离系统的额定电压。电压的这种变化是缓慢的，其每秒的变化率小于额定值的 1%。

电压偏差允许值详见表 15.1-4。

2.2　电压偏差产生的原因

系统规划设计及运行不当均可能导致电压偏差，参见表 15.2-1。系统运行过程中，无功功率不平衡是引起系统电压偏离额定值的根本原因。系统无功功率不平衡意味着将有大量的无功功率流经供电线路和变压器，由于线路和变压器中存在阻抗，所以造成线路和变压器产生电压损失，进而使母线节点出现电压偏差。

表 15.2-1　　电压偏差产生原因

	电压偏差产生的原因
运行阶段	(1) 无功电源不充足，难以实现无功平衡 (2) 无功电源分配不均衡，不能实现无功的就地补偿 (3) 调压措施不当 (4) 供电线路输送容量过大
规划设计阶段	(1) 无功补偿不合理，没有实现分（电压）层、分（供电）区、就地补偿的无功补偿原则 (2) 缺乏足够的调压设备，如（有载）调压变压器等 (3) 供电线路过长 (4) 供电线路导线截面过小

对于等效阻抗为 $Z=R+jX$，输送功率为 $\tilde{S}=P+jQ$，额定电压为 U_N 的供电线路而言，线路的电压损失，即线路两端电压的有效值之差，可以用式（15.2-2）描述

$$\Delta U \approx \frac{PR+QX}{U_N} \qquad (15.2\text{-}2)$$

在 110kV 及以上电压等级的输电线路中，线路电抗 X 远大于线路电阻 R，因此，线路的电压损失近似与线路传输的无功功率 Q 成正比。由此可见，只要线路无功功率不平衡，就会出现母线电压偏离额定值。无功功率不平衡越严重，电压偏差越大。

2.3　电压偏差的危害

电压偏差大对广大用电设备以及系统的安全稳定和经济运行都会产生极大的危害。

2.3.1　对用电设备的危害

所有用户的用电设备都是根据额定电压设计制造的。当电压偏离额定电压较大时，用电设备的运行性能恶化，很可能会由于过电压或过电流而损坏。电压偏差对用电设备的危害详见表 15.2-2。

表 15.2-2　　电压偏差对用电设备的危害

类型	用电设备的类型		
	电动机等电磁类用电设备	白炽灯等热光源用电设备	家用电器设备
电压过高	长期在超过额定电压下运行会造成磁饱和，使运行电流增大，温升增高，加速绝缘老化，缩短使用寿命	电压升高使电流加大，超过额定电流，极易造成损害。例如，当电压高于额定电压的 10% 时，白炽灯的寿命减少一半	当电压超过额定值时，将使温升增加，容易造成故障甚至损害
电压过低	电动机滑差加大，造成起动困难。同时定子电流显著增加，导致绕组温升增高，加速绝缘老化，缩短使用寿命，甚至烧毁电机	使设备不能正常发光。如白炽灯的电源电压低于额定电压的 10% 时，发光效率减少约 30%	电视机屏幕显示不稳定，图像模糊，甚至无法收看

2.3.2　对电网的危害

电压偏差对电网的危害如表 15.2-3 所示。

表 15.2-3 电压偏差对电网的危害

类 型	电压偏高	电压偏低
对电网安全稳定性的危害	系统中带铁芯的设备极易饱和，可能引发铁磁谐振，威胁电网的安全	可能导致电网频率不稳定或电压不稳定，甚至出现系统频率崩溃或电压崩溃
对电网输变电设备的危害	可能导致输变电设备的绝缘受损，使带铁芯的设备饱和，产生谐波	电气设备的容量不能充分发挥。如当电压降低到额定电压的 80%时，变压器、线路等设备的输送容量只有其额定容量的 64%
对电网经济运行的影响	超高压电网的电晕损耗加大，导致供电成本增加	电网有功损耗、无功损耗以及电压损失均大大增加，导致电网经济性下降

2.4 改善电压偏差的措施

保证电力系统中各节点电压在正常水平的充分必要条件是系统具备充足的无功功率电源，同时采取必要的调压手段。

2.4.1 配置充足的无功功率电源

电力系统中的无功功率损耗远大于有功功率损耗，无功功率损耗主要来自变压器和线路。运行时仅靠发电机提供的无功功率远不能满足系统对无功功率的需要，必须装设大量的无功补偿设备。一般认为，新增 1kW 有功设备，需要相应增加 0.55～0.65kvar 容性无功补偿设备。

2.4.1.1 电力系统无功补偿的配置原则

（1）应能保证在系统有功负荷高峰和低谷运行方式下，分（电压）层和分（供电）区的无功功率平衡。分（电压）层无功功率平衡的重点是 220kV 及以上输电电压等级的无功功率平衡，分（供电）区的无功功率平衡的重点是 110kV 及以下配电电压等级的无功功率平衡。

（2）各级电网应避免通过输电线路远距离输送无功电力。

（3）受端系统应有足够的无功备用容量。

（4）各电压等级的变电站应结合电网规划和电源建设，合理配置适当规模、类型的无功补偿装置。

（5）对于大量采用 10～220kV 电缆线路的城市电网，在新建 110kV 及以上电压等级的变电站时，应根据电缆进、出线情况，在相关变电站分散配置适当容量的感性无功补偿装置。

（6）为了保证系统具有足够的事故备用无功容量和调压能力，并入电网的发电机应具备满负荷时功率因数在 0.85（滞相）～0.97（进相）运行的能力。新建机组应满足进相 0.95 运行的能力。为了平衡 500（330）kV 电压等级输电线路的充电功率，在电厂侧可以考虑安装一定容量的并联电抗器。

2.4.1.2 无功补偿容量的确定

无功补偿容量 Q_C 的选择可根据使用目的的不同，按照改善功率因数、提高运行电压和降低线路损失等因素来确定，对应的计算公式见表 15.2-4。

表 15.2-4 无功补偿容量计算公式

类 型	计 算 公 式
从提高功率因数角度决定无功补偿容量	$Q_C=P(\tan\varphi_1-\tan\varphi_2)$ 或 $Q_C=P\left\{\sqrt{\left[\frac{1}{(\cos\varphi_1)^2}-1\right]}-\sqrt{\left[\frac{1}{(\cos\varphi_2)^2}-1\right]}\right\}$ 式中：P 为最大负荷月的平均有功功率；φ_1、φ_2 分别为补偿前、后的功率因数角度
从提高线路端电压角度决定无功补偿容量	$Q_C\approx\frac{U'\times(U'-U)}{X}=\frac{U'\times\Delta U}{X}$ 式中：U、U' 分别为补偿前、后补偿点的电压；ΔU 为补偿点需提高的电压数值；X 为线路电抗
从提高变电站供电能力角度决定无功补偿容量	$Q_C=P\left\{\sqrt{\left[\frac{1}{(\cos\varphi_1)^2}-1\right]}-\sqrt{\left[\frac{1}{(\cos\varphi_2)^2}-1\right]}\right\}$ 式中：P 为变电站输送功率

2.4.1.3 电力系统无功功率电源设备

电力系统的无功功率电源设备通常包括：同步发电机、同步调相机、大型同步电动机、并联电容器、并联电抗器、静止无功补偿装置(SVC)及输电线路等。

（1）同步发电机。发电机是电力系统中唯一的有功功率电源，同时也是最基本的无功功率电源。发电机不仅能发出无功功率，同时也能吸收无功功率。发电机在吸收系统无功功率的时候称为进相运行，此时，发电机以超前功率因数运行。发电机调节无功功率的速度快且不需要额外的投资。所以充分利用发电机改善系统无功功率的平衡是一种十分经济实用的调节手段。

发电机进相运行的缺点是无功电源调节能力不大，使系统静态稳定性降低，发电机定子端部发热加剧，易造成发电机过负荷。

同步发电机进相运行多用于超高压系统轻载运行时吸收系统多余无功功率，抑制系统电压升高。根据《电力系统电压和无功电力技术导则(试行)》规定，新装发电机组均应具备在有功功率为额定值时，功率因数进相 0.95 的运行能力。但机组是否需要进相，则应根据电网实际情况而定。一般从电网稳定角度考虑，在电网无功不是特别过剩的地区(不考虑 220kV 变电站无功补偿)，机组不应或尽量少进相运行。应力争避免因 220kV 变电站的电容器投入而使所有机组全部进相运行，减小电网不稳定的风险。一般只有在负荷低谷且仅靠变压器和电抗器的感性无功消耗达不到无功平衡时，才可使电网中部分机组进相运行。

（2）同步调相机。同步调相机实质上是不带机械负载的同步电动机，也是最早采用的无功补偿设备。改变同步调相机的励磁，可以使同步调相机工作在过励磁或欠励磁状态，从而分别发出或吸收感性无功功率。

同步调相机的优点是：当系统故障引起电压下降时，同步调相机的转子惯性促使其在故障瞬间向系统输出大量感性无功功率，增大系统的短路容量，起到电压支撑的作用。同步调相机的主要缺点是：①响应速度较慢，对瞬时电压波动的补偿效果较差；②投资大；③有功功率损耗大，约为额定容量的 1.8%～5.5%；④噪声大；⑤运行维护复杂。所以同步调相机已不再作为无功功率补偿设备使用，只在系统容量偏小，且系统短路容量不足的电网(如高压直流输电系统

的弱受端交流电网)中作为增大系统短路容量的技术措施而投入使用。即使如此，目前也很少采用。

(3) 并联电容器。作为无功功率补偿用的电容器以并联的方式接入供电系统，电容器产生的无功功率为

$$Q_C = \omega C U^2 \tag{15.2-3}$$

式中：ω 为系统角频率，rad/s；C 为电容器的电容，F；U 为电容器接入点的母线电压，kV。

电容器具有有功功率损耗小(约为额定容量的 0.3%～0.5%)、设计简单、容量组合灵活、安全可靠、运行维护方便、投资省等优点。所以，长期以来电容器一直是电力系统优先采用的无功补偿设备，在系统中得到最广泛的应用。

电容器的主要缺点是：①输出无功功率受母线电压的影响过大。当系统传输的无功功率较大，补偿点的电压偏低，需要提供无功功率使电压升高时，电容器输出的无功功率反而随电压的下降按平方关系减少，促使电压进一步降低。相反，当补偿点电压偏高，需要减少无功功率使电压回落时，电容器输出的无功功率反而随电压的上升按平方倍增加，致使电压进一步升高；②不能实现无功功率的快速跟踪补偿；③调压不连续。一般将电容器分成若干组，实行分组投切。电容器分组少时，投切容易造成补偿点电压升高或降低过多，发生过补或欠补；分组多时，则需要投切多次才能使电压满足要求，不利于系统电压的快速恢复，而且开关及保护等附属设备相应增加，占地面积大。因此，应综合考虑系统容量、电压等级、负荷大小等因素，合理地选择电容器的分组数及每组容量。

鉴于电容器的上述缺点难以满足系统调压的要求，一般采用电容器与有载调压变压器配合使用的方式。

(4) 并联电抗器。作为无功功率补偿用的电抗器以并联的方式接入系统中，其主要目的是吸收中、高压电网中电缆线路以及超高压输电线路上的充电容性无功功率，从而实现以下主要功能：①降低电缆线路或超高压输电线路在轻载下的电压上升；②降低工频暂态过电压；③改善长输电线路上的电压分布；④改善潮流分布和降低线路功率损耗；⑤在大机组与系统并列时，降低高压母线上工频稳态电压，防止发电机带长线路可能出现的自励磁谐振现象。

(5) 静止无功补偿器和静止无功发生器。具有动态无功功率补偿特性的静止无功补偿器(Static Var Compensator，SVC)和静止无功发生器(Static Var Generation，SVG)兼有电容器和调相机的优点，既可向系统输出感性无功功率，也可吸收系统的感性无功功率。其动态特性好，调压速度快，调压平滑，而且可实现分相无功补偿，有功功率损耗也比较小。此外，由于由静止元件构成，所以运行维护方便、可靠性较高。这类设备的缺点是价格普遍较高，运行经验较欠缺。目前静止无功补偿器和静止无功发生器主要安装在有无功冲击负荷的用户变电所或系统中的枢纽变电所，用来实现动态电压的控制，如电压波动与闪变的抑制，系统故障时的电压支撑等。

2.4.2　采用调压手段

电网中重要的电压支撑点和电压监测点称为电压中枢点。对电力系统电压偏差的监测与调整就是监测与调整系统的电压中枢点的电压。一般选择系统内装机容量较大的发电厂高压母线，母线短路容量较大的 220kV 变电所母线，以及有大量地方负荷的发电机母线作为电压中枢点。电压中枢点变电站的数量不应少于全网 220kV 及以上变电站总数的 7%～10%。

2.4.2.1　中枢点调压方式

电压中枢点的调压方式有三种，即逆调压、顺调压和恒调压。其定义、具体的调压方法以及适用范围详见表 15.2-5。目前，中枢点常用的调压方式是逆调压。

表 15.2-5　　电压偏差的调整方式

调压方式	定　义	具体调压措施	适用范围
逆调压	最大负荷时，提高中枢点电压以补偿线路上增加的电压损失，最小负荷时降低中枢点电压以防止受端电压过高的电压调整方式	中枢点电压在最大负荷时较额定电压升高 5%，在最小负荷时下降为额定电压	出线线路较长、负荷变化规律大致相同，且负荷波动较大的中枢点
顺调压	最大负荷时，适当降低中枢点电压，最小负荷时适当加大中枢点电压的电压调整方式	最大负荷时，中枢点电压不低于额定电压的 102.5%，最小负荷时，中枢点电压不高于额定电压的 107.5%	适合于出线线路不长、负荷变化不大的中枢点
恒调压(又称常调压)	无论负荷如何变动，中枢点电压基本保持不变的电压调整方式	保持中枢点电压在 102%～105%的额定电压范围内	介于逆调压和顺调压之间

2.4.2.2　调压手段

(1) 发电机调压。在维持发电机额定输出功率的同时，通过调节励磁装置使发电机输出电压在 95%～105%的额定电压范围内变动。这种调压方法不需附加投资，且简便、经济，所以应当充分利用。该调压手段适用于发电机母线直馈负荷的情况，且多采用逆调压方式。

(2) 改变变压器变比调压。调压变压器分为无载调压变压器和有载调压变压器两类。改变分接头时需要停电的变压器叫无载调压变压器。无载调压变压器调压不宜频繁操作，往往只作季节性操作。这种调压手段适合于出线线路不长、负荷变化不大的电压调整。对于出线线路长、负荷变化大的电压调整必须采用有载调压变压器。有载调压变压器又称带负荷调压变压器，它可以在带负荷情况下，根据负荷大小随时更改分接头。

当系统无功功率电源缺额较大时，系统电压水平偏低，此时不宜采用调压变压器调压，否则可能引发电压崩溃事故。因此，装设有载调压变压器的前提是系统无功功率电源充足。

(3) 改变线路参数调压。减小线路电阻或电抗均可降低线路的电压损失，从而提高线路受端电压，达到调压的目的。高电压电网普遍采用缩小输电线路电抗的方法实现输电线路参数的改变。

减小线路电抗的方法有两种：

1) 采用分裂导线。采用分裂导线不仅可显著降低线路电抗，而且还可以减少输电线路的电晕损耗，减少输电线路对周边环境的电磁污染，有利于电力系统的稳定性，提高线路的输电能力。该方法适合于 220kV 及以上电压等级输电线路的新建和改建。

2) 串联电容器。在线路上串联电容器又称为串联电容补偿。串联电容器后，线路的电压损失约减少 QX_C/U_N(X_C 为串联电容器容抗)。串联电容器具有随负荷电流自行调整补偿电压的功能。

2.5　电压偏差的考核

电压偏差考核的指标是电压合格率。电压合格率是指运

行电压在允许电压偏差范围内的累计时间与总运行统计时间的百分比(时间单位为"min"),其计算公式为

$$\text{电压合格率} = \left(1 - \frac{\text{电压超限时间}}{\text{电压监测总时间}}\right) \times 100(\%) \tag{15.2-4}$$

我国电力行业对电压偏差的考核是指各供电企业的以下五类指标是否满足供电企业安全文明生产达标和创一流标准。

(1) A 类电压合格率——城市变电所 10kV 母线的电压合格率。

(2) B 类电压合格率——110kV 及以上供电或 35(63) kV 专线供电用户的电压合格率。

(3) C 类电压合格率——其他高压用户的电压合格率。

(4) D 类电压合格率——0.4kV 用户的电压合格率。

(5) 供电(综合)电压合格率,按式(15.2-5)进行计算

$$\text{供电电压合格率} = 0.5A + 0.5(B + C + D)/3 \tag{15.2-5}$$

式中:A、B、C、D 分别代表 A、B、C 和 D 类电压合格率。

3 电力系统频率偏差

频率是电能质量重要的指标之一。要保证用户和发电厂的正常运行就必须严格控制系统频率,使系统的频率偏差限定在允许范围之内。允许频率偏差的大小不仅体现了电力系统运行管理水平的高低,同时反映了一个国家工业发达的程度。

3.1 频率偏差的计算公式及限值

电力系统在正常运行条件下,系统频率的实际值与额定值之差称为系统的频率偏差。用式(15.2-6)表示为

$$\Delta f = f_{re} - f_N \tag{15.2-6}$$

式中:Δf 为频率偏差;f_{re} 为实际频率;f_N 为系统额定频率。

频率偏差限值详见表 15.1-4。

3.2 频率偏差产生的原因

电力系统在以下情况下可能出现频率异常:①故障后系统失去大量电源,或系统解列,且解列后的局部系统有功功率失去平衡;②气候变化或意外灾害使负荷发生突变;③在电力供应不足的系统中缺乏有效控制负荷的手段;④高峰负荷期间,发电出力的增长速度低于负荷的增长速度。低谷负荷期间,发电最小出力大于总负荷。

3.3 频率超标的危害

频率偏差过大对广大用电负荷以及电网的安全稳定和经济运行都会造成很大的危害,详见表 15.2-6。

表 15.2-6 频率超标的危害

危害对象	频率超标的危害
用电负荷	(1)降低产品质量 (2)降低劳动生产率 (3)使电子设备不能正常工作,甚至停止运行
电力系统	(1)降低发电机组效率,严重时可能引发系统频率崩溃或电压崩溃 (2)汽轮机在低频下运行容易造成叶片疲劳损伤和断裂 (3)低频时系统电压水平降低,给系统电压调整造成困难 (4)无功补偿用电容器的电压支撑作用下降,不利于系统电压的调整 (5)测量仪表误差加大

3.4 电力系统频率调整和控制

电力系统在正常运行方式下,通过改变发电机的输出功率使系统的频率变动保持在允许偏差范围内的过程称为频率调整。电力系统在非正常运行方式下,针对频率异常所采取的调频措施属于频率控制。

3.4.1 电力系统频率调整

频率调整包括频率的一次调整和二次调整。频率的一次调整是指利用发电机组的调速器,对于变动幅度小(0.1%～0.5%)、周期短(10s 以内)的频率偏差所做的调整。频率的二次调整是指利用发电机组的调频器,对于变动幅度较大(0.5%～1.5%)、周期较长(10s～30min)的频率偏差所做的调整。所有发电机组均参与频率的一次调整。担任二次调整任务的发电厂称为调频厂,担任二次调整任务的发电机组称为调频机组。一般在全系统范围内选择 1～2 个发电厂作为主调频厂,负责全系统频率的二次调整,另外再选择几个发电厂担任辅助调频厂。只有当系统频率超过某一规定的偏差范围时,辅助调频厂才参与频率的二次调整。

3.4.2 电力系统频率控制

当系统频率异常时,一般采取以下频率控制措施:①电力系统应当具有足够的负荷备用和事故备用容量。一般分别按最大负荷的 5%～10%和 10%～15%配备系统的负荷备用和事故备用容量。②在调度所或变电站装设直接控制用户负荷的装置,并备有事故拉闸序位表。③在系统内安装按频率降低自动减负荷装置(又称自动低频减载装置)和在可能被解列而导致功率过剩的地区装设按频率升高自动切除发电机(又称自动高频切机)等装置。当系统出现事故引起系统频率降低到超出允许偏差值时,通常最有效的措施是按频率自动减负荷。

4 电压三相不平衡

4.1 三相对称与平衡

4.1.1 三相对称系统

三相系统可分为对称三相系统和不对称三相系统。对称三相系统是指三相电量(电压或电流)数值相等、频率相同、相位互差 120°的系统。不同时满足这三个条件的三相系统是不对称三相系统。对称三相系统的电流可表示为

$$i_A = \sqrt{2} I \cos\omega t,\ i_B = \sqrt{2} I \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right),$$

$$i_C = \sqrt{2} I \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \tag{15.2-7}$$

将式(15.2-7)中的瞬时电流 i 和均方根电流 I 分别换为瞬时电压 u 和均方根电压 U,则转换为对称三相系统的电压表达式。

三相系统的对称性还表现为:在任意时刻,三相电量的瞬时值之和为零,即 $i_A + i_B + i_C = 0$ 或 $u_A + u_B + u_C = 0$。

4.1.2 三相平衡系统

三相系统又可分为平衡三相系统和不平衡三相系统。在任意时刻,三相瞬时总功率与时间无关,这样的系统称为平衡三相系统;在任意时刻,三相瞬时总功率是时间的函数,这样的系统称为不平衡三相系统。

对称三相系统在任意时刻的总瞬时功率是常数,可表示为 $P_\Sigma = 3UI\cos\varphi$,也就是说对称三相系统一定也是平衡三相系统。对于三相系统,系统的不对称直接导致不平

衡，所以不对称三相系统和不平衡三相系统在使用上不作严格区分。

4.2　三相不平衡度的计算公式

电力系统三相不平衡度的计算公式如表 15.2-7 所示。

表 15.2-7　　三相不平衡度计算公式

序号	公　式	备　注
1	$\varepsilon_U=\frac{U_2}{U_1}\times100\%$，$\varepsilon_I=\frac{I_2}{I_1}\times100\%$ 式中：U_1、U_2 分别为电压正序、负序分量均方根值；I_1、I_2 为电流正序、负序分量均方根值	(1)精确计算式 (2)适合于任意三相系统
2	$\varepsilon=\sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6L}}{1+\sqrt{3-6L}}}\times100\%$ 式中：$L=(a^4+b^4+c^4)/(a^2+b^2+c^2)^2$，其中 a、b、c 为三相电压或电流量	适合于不含零序分量的三相系统
3	$\varepsilon_U\approx\frac{\sqrt{3}I_2U_L}{10S_k}\times100\%$ 式中：I_2 为负荷电流的负序分量，A；U_L 为公共连接点的线电压均方根值，kV；S_k 为公共连接点的三相短路容量，MVA	(1)近似计算式 (2)适合于距离发电厂以及大型电机电气距离较远处由单个不对称负荷在公共连接点上造成的三相电压不平衡
4	$\varepsilon_U\approx\frac{S_L}{S_k}\times100\%$ 式中：S_L 为单相负荷容量，MVA；S_k 为计算点的三相短路容量，MVA	(1)近似计算式 (2)适合于三相对称系统中由于增设单相负荷而引起的三相电压不平衡

4.3　三相不平衡产生的原因

三相不平衡产生的原因及处理方法见表 15.2-8。

表 15.2-8　　产生三相不平衡的原因

原因分类	具体原因	处理措施
事故性不平衡	系统中各种非对称性故障，比如单相接地短路、两相接地短路或两相相间短路等	保护装置切除故障元件，经故障处理后才能重新恢复系统运行
正常性不平衡	(1) 三相负荷不对称，如单相大容量负荷在三相系统中的容量和电气位置分布不合理 (2) 供电线路三相不平衡	见本章 4.5 节

4.4　三相不平衡的危害

系统处于三相不平衡运行时，其电压、电流中含大量负序分量。由于负序分量的存在，三相不平衡对电气设备产生不良影响，具体影响如表 15.2-9 所示。

表 15.2-9　　三相不平衡的危害

危害对象	危害的结果
感应电动机	最大转矩和输出功率下降；可能引起电动机振动；铜损增加，过热，绝缘老化过程加快
变压器	变压器容量得不到充分利用；缩短绝缘寿命
换流器	非特征谐波电压和电流增加
继电保护和自动装置	误动作
系统线损	增加
计算机	产生噪声干扰，可能使计算机无法正常工作

4.5　改善三相不平衡的措施

减小系统三相不平衡的常用方法包括：①将不对称负荷合理分布于三相中，使各相负荷尽可能平衡；②将不对称负荷分散接于不同的供电点；③将不对称负荷接入高一级电压；④将不对称负荷采用单独的变压器供电；⑤采用特殊接线的平衡变压器供电；⑥加装三相平衡装置。

4.6　改善三相不平衡计算实例

例题：额定电压为 380V 的 3 台单相负荷，其参数如下：负荷Ⅰ：7.6kVA，$\cos\varphi=1$；负荷Ⅱ：7.6kVA，$\cos\varphi=0.866$；负荷Ⅲ：7.6kVA，$\cos\varphi=0.707$。试求不同接线方式时的三相电流不平衡度 ε_I。

解：3 个单相负荷共有 6 种不同的接线方式，如表 15.2-10 所示。以方式 1 为例，计算三相电流不平衡度 ε_I。方式 1 的接线示意图见图 15.2-1。

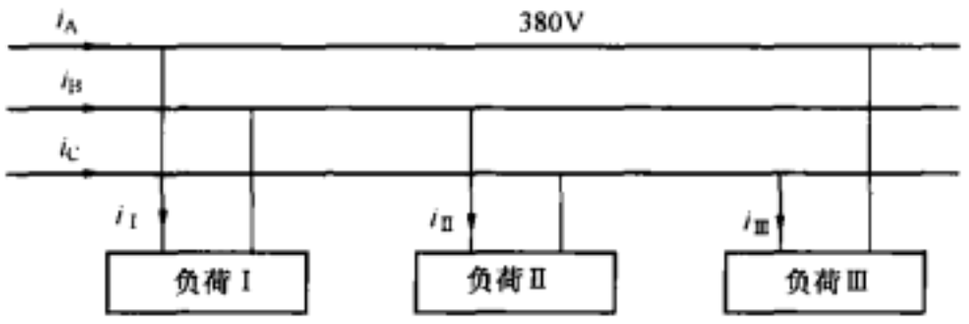


图 15.2-1　接线方式 1 的接线示意图

由阻抗计算式 $Z=\frac{U_N^2}{S}(\cos\varphi+j\sin\varphi)$ 可算出 3 个负荷的等效阻抗分别为

$$Z_Ⅰ=19(\Omega)$$

$$Z_Ⅱ=19\times(0.866+j0.5)(\Omega)$$

$$Z_Ⅲ=19\times(0.707+j0.707)(\Omega)$$

设 $\dot{U}_{AB}$ 为参考相量，即令 $\dot{U}_{AB}=380\angle0°V$，则 $\dot{U}_{BC}=380\angle-120°V$，$\dot{U}_{CA}=380\angle120°V$。每个负荷上流过的额定电流为

$$\dot{I}_Ⅰ=\frac{\dot{U}_{AB}}{Z_Ⅰ}=20\times(1+j0)(A)$$

$$\dot{I}_Ⅱ=\frac{\dot{U}_{BC}}{Z_Ⅱ}=20\times(-0.866-j0.5)(A)$$

$$\dot{I}_Ⅲ=\frac{\dot{U}_{CA}}{Z_Ⅲ}=20\times(0.259+j0.966)(A)$$

根据基尔霍夫电流定律，线电流为

$$\dot{I}_A=\dot{I}_Ⅰ-\dot{I}_Ⅲ=20\times(0.741-j0.966)(A)$$

$$\dot{I}_B=\dot{I}_Ⅱ-\dot{I}_Ⅰ=20\times(-1.866-j0.5)(A)$$

$$\dot{I}_C=\dot{I}_{Ⅲ}-\dot{I}_{Ⅱ}=20\times(1.125+j1.466)(A)$$

由对称分量法可求出线电流中正、负序分量分别为

$$\dot{I}_1=\frac{1}{3}(\dot{I}_A+a\dot{I}_B+a^2\dot{I}_C)=32.82\angle-55.14°(A)$$

$$\dot{I}_2=\frac{1}{3}(\dot{I}_A+a^2\dot{I}_B+a\dot{I}_C)=8.57\angle117.38°(A)$$

其中 $a=1\angle120°$，$a^2=1\angle-120°$。

于是，三相电流不平衡度为

$$\varepsilon_I=\frac{I_2}{I_1}\times100=\frac{8.57}{32.82}\times100=26.11$$

同理，可计算出其余 5 种接线方式下的三相电流不平衡度 ε_I，见表 15.2-10。可以看出，采用方式 5 的接线方式时，ε_I 最小，因此方式 5 为推荐方案。

表 15.2-10　　6 种不同接线方式下的 ε_I

方式	负荷Ⅰ	负荷Ⅱ	负荷Ⅲ	ε_I
1	AB	BC	CA	26.11
2	AB	CA	BC	21.55
3	BC	AB	CA	21.51
4	BC	CA	AB	26.11
5	CA	BC	AB	21.42
6	CA	AB	BC	26.02

5　供电的不连续性

不连续供电是电能质量的重要问题之一，供电不连续对电力系统及其用电设备均会造成危害。供电的不连续性或供电的连续性通常用供电可靠性加以表示，反映了供电系统对用户持续供电的能力。

供电可靠率是供电可靠性的主要指标之一，其定义为：在统计期间内，对用户有效供电时间总小时数与统计期间小时数的比值，记作 RS-1。计算公式为

$$\text{供电可靠率}=\left(1-\frac{\text{用户平均停电时间}}{\text{统计期间时间}}\right)\times100(\%) \tag{15.2-8}$$

供电可靠率与年平均停电时间的对应关系如表 15.2-11 所示。

表 15.2-11　　供电可靠率和平均停电时间的关系

供电可靠率		年均停电时间	适用场合
99.9	3 个 9	8.76h	农村用电
99.99	4 个 9	52.56min	一般工业用电
99.999	5 个 9	5.26min	大都市用电
99.999 9	6 个 9	31.54s	机场用电
99.999 99	7 个 9	3.15s	商业交易用电
99.999 999	8 个 9	0.32s	
99.999 999 9	9 个 9	31.54ms	

第 3 章　电压波动与闪变

1　概述

电压波动和闪变是电能质量的重要指标之一。它主要反映在稳态运行时，波动性负荷引起供电系统的电压波功情况，某些条件下可能危害电气设备的运行并引起照明闪变。本章介绍了电压波动和闪变及其发生的过程的概念，同时还给出计算、预测电压波动和闪变的基本方法。

鉴于电弧炉在各类波动件负荷中对闪变影响最大，并且又是供电系统中较为重要的波动性负荷，所以着重介绍由它所引起的闪变、预测方法及用于分析计算的数学模型。

2　基本概念

2.1　均方根值电压的变动特性

实际电压偏离系统标称电压的现象统称为电压变动。通常以电压整周期的均方根值来衡量电压的大小，而工程上一般可取半个周期均方根值来计算电压。电压均方根值的离散计算公式为

$$U_{\mathrm{RMS}}=\sqrt{\frac{1}{N}\sum_{k=0}^{N-1}u_k^2} \tag{15.3-1}$$

式中：N 为一个周期内的采样点数；u_k 为第 k 点的电压瞬时值。

电压瞬时值的改变可以用表达式 $u'(t)=f(t)U_{\mathrm{m}}\cos\omega_0 t$ 描述，式中，$f(t)$ 函数可能有各种各样的变化，由此引起电压瞬时值的多种改变。而对于短时脉冲函数所造成的电压幅值快速突变，一般不列入电压均方根值变动范畴。均方根值电压变动特性 $U(t)$，简称电压特性，是指沿基波半个周期及其整数倍求取的电压均方根值随时间变化的函数关系。例如，以电动机起动引起的电压均方根值典型变动曲线如图 15.3-1 (a)所示。图中

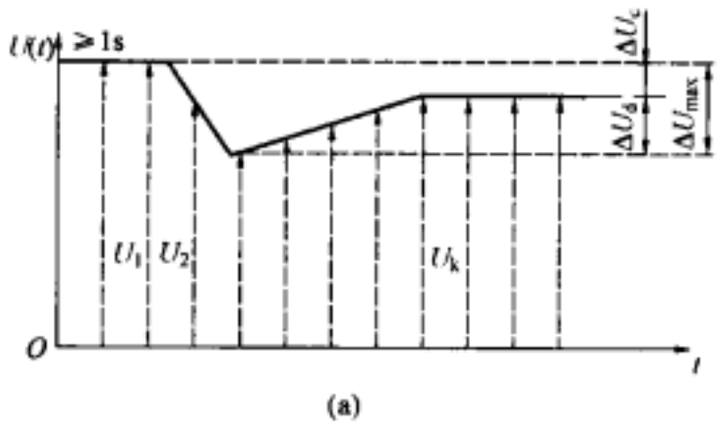


图 15.3-1　电机起动引起的电压变动

（a）电压均方根值随时间变化曲线；

（b）典型电压变动特性

U_1、U_2、…、U_k 为等间隔记录的电压均方根值，在 t_1 时刻电动机起动，端电压下降，至 t_2 时刻降至最低点，此时电压变动值为电压变动特性的最大变动值 $\Delta U_{\max}$。随着电动机转速加快，端电压回升，至 t_3 时刻电动机达到额定转速，启动过程结束，供电端电压进入持续稳定状态。

稳态电压均方根值与标称电压之间的差 ΔU_{c} 为稳态电压变动值，启动过程中相邻两点极值电压之差 ΔU_{d} 为动态电压变动值。均方根值电压变动特性也可以用相对电压变动特性 $d(t)$ 来描述，如图 15.3-1（b）所示，其中纵坐标 $d(t)=\dfrac{U(t)}{U_{\mathrm{N}}}$。在电能质量标准中，通常以标称电压的相对百分数来表示电压变动值，即

$$d=\frac{U_1-U_2}{U_{\mathrm{N}}}\times 100=\frac{\Delta U}{U_{\mathrm{N}}}\times 100\% \tag{15.3-2}$$

将式中电压变动量替换为上述定义的变动值，可以分别给出相对稳态电压变动值 $d_{\mathrm{c}}=\dfrac{\Delta U_{\mathrm{c}}}{U_{\mathrm{N}}}\times 100\%$，相对动态电压变动值 $d_{\mathrm{d}}=\dfrac{\Delta U_{\mathrm{d}}}{U_{\mathrm{N}}}\times 100\%$，相对最大电压变动值 $d_{\max}=\dfrac{\Delta U_{\max}}{U_{\mathrm{N}}}\times 100\%$。

均方根值电压的变动是系统运行中常出现的一种电压质量现象。为此，国际电工委员会（IEC）相关标准规定：在低压民用电力网中，相对稳态电压变动值 d_{c}（%）应不超过 3%；相对动态电压变动值 d_{d}（%）超过 3%的持续时间不应超过 200ms；相对最大电压变动值 $d_{\max}$（%）应不超过 4%。

2.2　电压波动

电压波动是电压变动中的一种特定现象，其定义为电压均方根值一系列相对快速变动或连续改变，其变化周期大于工频周期。电压波动可归纳为以下四种形式，如图 15.3-2 (a)、(b)、(c)、(d) 所示。

把一系列电压变动中的相邻两个极值之间的变化称为一次电压波动。在波动负荷的一个工作周期或规定的一段检测时间内，沿时间轴对被测电压每半个周期求得一个均方根值并按时间轴顺序排列，即可形象地看到连续的电压波动的包

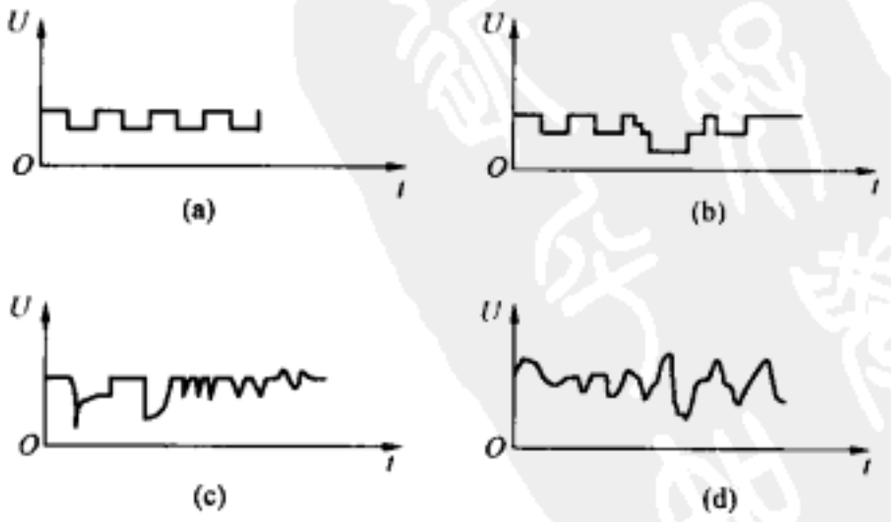


图 15.3-2　四种典型电压波动形式

（a）周期性等幅矩形电压变动；

（b）一系列不规则时间间隔阶跃电压变动

（c）非全阶跃式可明显分离的电压变动；

（d）一系列随机的或连续电压波动

络线图形，称为电压均方根值曲线 $V(t)$，见图15.3-3（a）。当以系统标称电压的相对百分数表示时，电压波动随时间变化的函数转化为相对电压变动特性 $d(t)$。为便于分析，有时可引入调幅波的概念，如图 15.3-3（a）中相对电压变动特性的包络线即表示图 15.3-3（b）所示的调幅波变化曲线。

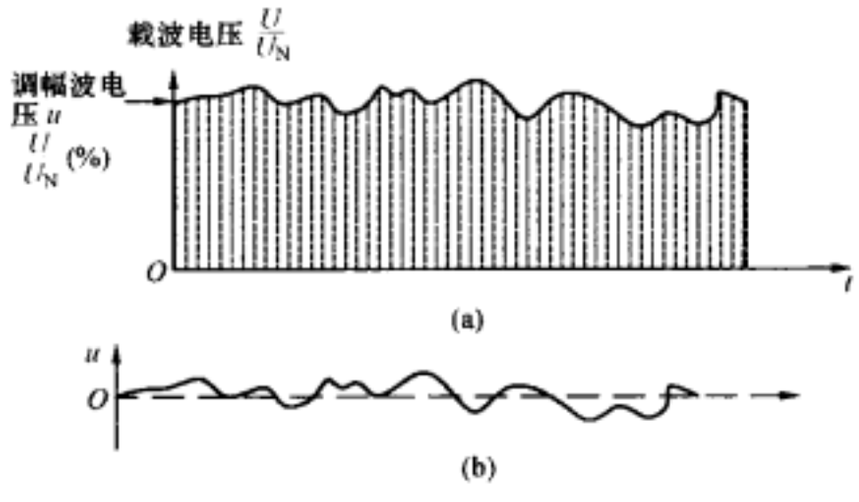


图 15.3-3 电压波动示意图

（a）相对电压变动特性；（b）调幅波变化曲线

电压变动发生的次数是分析电压均方根值变化特性的另一个重要指标。把单位时间内电压变动的次数称为电压变动频度 r，一般以时间的倒数作为频度的单位。国家电能质量标准规定，电压由大到小或由小到大的变化各算一次变动。同一方向的若干次变化，如果变动间隔时间小于 30ms，则算一次变动。常用的关系式为

$$r\text{（次/s）}=2\times f_F\text{（Hz）或 }r\text{（次/min）}=2\times 60\text{（s）}\times f_F\text{（Hz）} \tag{15.3-3}$$

2.3 闪变

白炽灯的光功率与电源电压的平方成正比，所以受电压波动影响最大。当白炽灯电源的电压波动在 10%左右，重复变动频率在 5～15Hz 时，可造成令人烦恼的灯光闪烁，从而干扰人的正常工作和生活。由于白炽灯对电压波动的敏感和其广泛使用的原因，研究电压波动带来的影响时，通常选白炽灯光照设备受影响的程度作为判断电压波动是否能被接受的依据。电光源的电压波动造成灯光照度不稳定的人眼视感反应称之为闪变。闪变反映了电压波动引起的灯光闪烁对人视觉感受产生的影响。人的主观视感度不仅与电压变动大小有关，还与电压变动的频谱分布和电压出现波动的次数（发生率）以及照明灯具的类型等许多因素有关。

2.3.1 闪变觉察率 F（%）

依据 IEC 推荐的实验条件，采用不同波形、频率、幅值的调幅波并以工频电压为载波对工频 230V、60W 白炽灯供电照明，并对观察者的闪变视感实验数据进行统计，即可得到有明显觉察者与难以忍受者的数量之和占观察者总数量的比，即所谓闪变觉察率

$$F=\frac{C+D}{A+B+C+D}\times 100\% \tag{15.3-4}$$

式中：A 为没有觉察的人数；B 为略有觉察的人数；C 为有明显觉察的人数；D 为难以忍受的人数。如果闪变觉察率超过 50%，则说明半数以上的实验观察者对电压波动有明显的或难以忍受的视觉反映。若把 F（%）≥50%定为闪变限值，则对应的电压变动值即为该实验条件下电压波动允许值。

2.3.2 瞬时闪变视感度 $S(t)$

为反映人的瞬时闪变感觉水平，用闪变强弱的瞬时值随时间变化来描述，即所谓瞬时闪变视感度 $S(t)$。它是电压波动的频度、波形、大小等综合作用的结果，其随时间变化的曲线是对闪变评估衡量的依据。通常规定闪变觉察率 $F=50\%$为瞬时闪变视感度的衡量单位，对应的称之为 $S=1$ 觉察单位。换言之，若 $S>1$ 觉察单位，说明实验观察者中有更多的人对灯光闪烁有明显感觉，则规定为对应闪变不允许水平。

2.3.3 视感度频率特性 $K(f)$

人对闪变的视觉反应还与照度波动的频率特性有关，其频谱分布规律可概括为：①闪变的一般觉察频率范围：1～25Hz；②闪变的最大觉察频率范围：0.05～35Hz（其上下限值称为截止频率，上限值又称为停闪频率，即高于这一频率的闪变人眼是感觉不到的）；③闪变的敏感频率范围：6～12Hz；④闪变的最大敏感频率：8.8Hz。

定义视感度频率特性系数为 $K(f)$，它是在 $S=1$ 觉察单位下，最小电压波动值与各频率电压波动值的比

$$K(f)=\frac{\text{觉察单位的 8.8Hz 正弦电压波动 } d\text{（%）}}{\text{觉察单位的频率 Hz 正弦电压波动 } d\text{（%）}} \tag{15.3-5}$$

对应闪变的最大敏感频率 8.8Hz，电压波动 d（%）达到最小值（见表 15.3-1）。图 15.3-4 为正弦电压波动条件下，试验得出的视感度系数频率特性曲线。它反映了不同频率正弦电压波动所引起的灯光闪烁在人眼和大脑中产生的主观感觉相对强弱的程度。表 15.3-1 将视感度—频率特性曲线以列表形式给出，可方便查找在觉察单位条件下，不同波动频率所对应的电压波动大小。

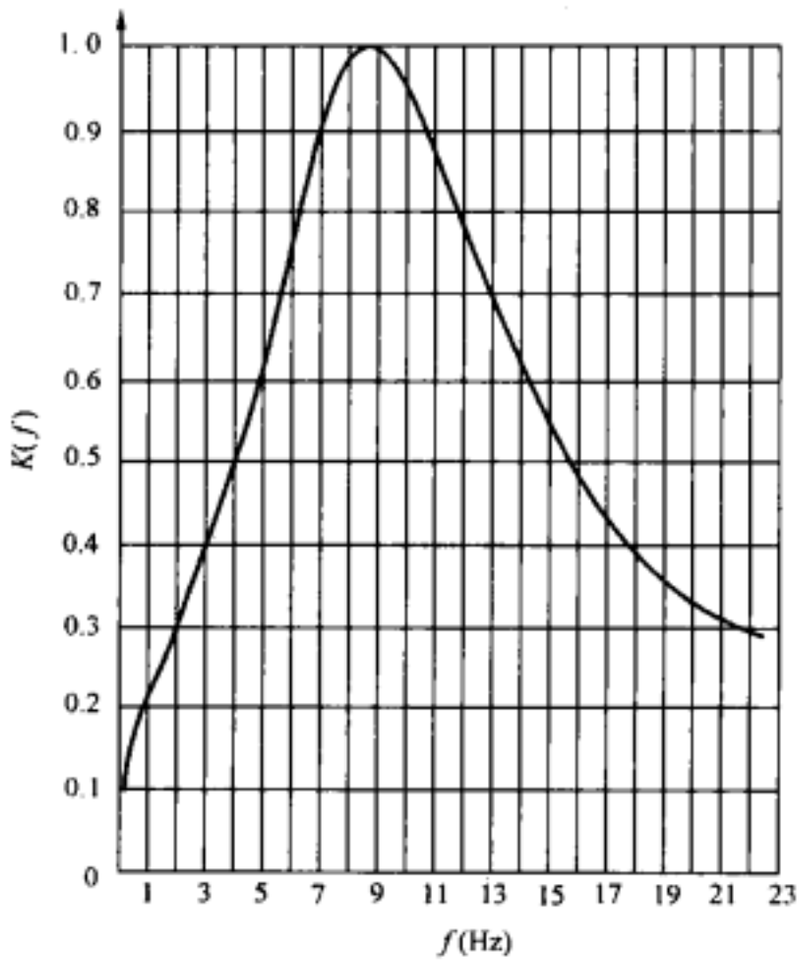


图 15.3-4 视感度系数频率特性曲线

表 15.3-1 视感度 $S=1$ 觉察单位的电压波动

频率 f（Hz）	频度 r（min^{-1}）	电压波动 d（%）		波形因数 $R(f)$	视感度系数 $K(f)$
		正弦波	矩形波		
0.5	60	2.340	0.510	4.55	0.107
1.0	120	1.432	0.468	3.04	10.175
1.5	180	1.080	0.429	2.50	0.231
2.0	240	0.882	0.399	2.20	0.283
2.5	300	0.754	0.371	2.01	0.332
3.0	360	0.654	0.352	1.84	0.382
3.5	420	0.568	0.342	1.65	0.440
4.0	480	0.500	0.331	1.50	0.500
4.5	540	0.446	0.313	1.41	0.561

续表

频率 f (Hz)	频度 r (min^{-1})	电压波动 d (%)		波形因数 $R(f)$	视感度系数 $K(f)$
		正弦波	矩形波		
5.0	600	0.398	0.291	1.39	0.628
5.5	660	0.360	0.269	1.34	0.694
6.0	720	0.328	0.249	1.32	0.762
6.5	780	0.300	0.230	1.30	0.833
7.0	840	0.280	0.217	1.29	0.893
7.5	900	0.266	0.206	1.29	0.940
8.0	960	0.256	0.200	1.27	0.977
8.8	1056	0.250	0.196	1.26	1.000
9.5	1146	0.254	0.199	1.27	0.984
10.0	1200	0.260	0.203	1.27	0.962
10.5	1260	0.270	0.212	1.27	0.926
11.0	1300	0.282	0.222	1.26	0.887
11.5	1360	0.296	0.233	1.26	0.845
12.0	1440	0.312	0.244	1.27	0.801
13.0	1560	0.348	0.275	1.27	0.718
14.0	1680	0.388	0.306	1.26	0.644
15.0	1800	0.432	0.339	1.26	0.579
16.0	1920	0.480	0.375	1.26	0.521
17.0	2040	0.530	0.421	1.26	0.472
18.0	2160	0.584	0.457	1.27	0.428
19.0	2280	0.640	0.495	1.26	0.391
20.0	2400	0.700	0.539	1.27	0.357
21.0	2520	0.760	0.583	1.26	0.329
22.0	2640	0.824	0.613	1.25	0.303
23.0	2760	0.890	0.679	1.25	0.281
24.0	2880	0.962	0.751	1.25	0.260
25.0	300	1.042	—	—	0.240

2.3.4　波形因数 $R(f)$

周期性或近似于周期性的电压变动对照度的影响大，且不同波形的电压波动引起的闪变反映也是不同的。通过对相同频率的两种不同波形（例如，正弦调幅波和矩形调幅波）的电压波动做比较，可以计算出波形因数

$$R(f)=\frac{S=1\text{ 觉察单位的正弦电压波动 }d\ (\%)}{S=1\text{ 觉察单位的矩形电压波动 }d\ (\%)} \tag{15.3-6}$$

利用式（15.3-6），对矩形和正弦调幅波电压做比较可知，以最大敏感频率 8.8Hz 为对比起点，当频率≤9Hz 时，矩形波的谐波分量比其基波分量对闪变影响更大。由实验得到的视感度 $S=1$ 觉察单位的电压波动数据（表 15.3-1）还可描绘出两种波动电压波形与频率的关系曲线，也称之为闪变曲线，如图 15.3-5 所示。它提供了很有用的视觉反应难以忍受的门槛值。图中，视感度 $S=1$ 觉察单位的矩形电压波动与频率的关系曲线在正弦电压波动关系曲线的下方（在同等条件下，如 $S=1$ 时，矩形调幅波相对电压波动值 d (%) =0.199%，矩形波动值小于正弦波动值），说明 $R(f)>1$，即在相同频率下，矩形电压波动（非正弦波形）比正弦电压波动对闪变的影响更严重。

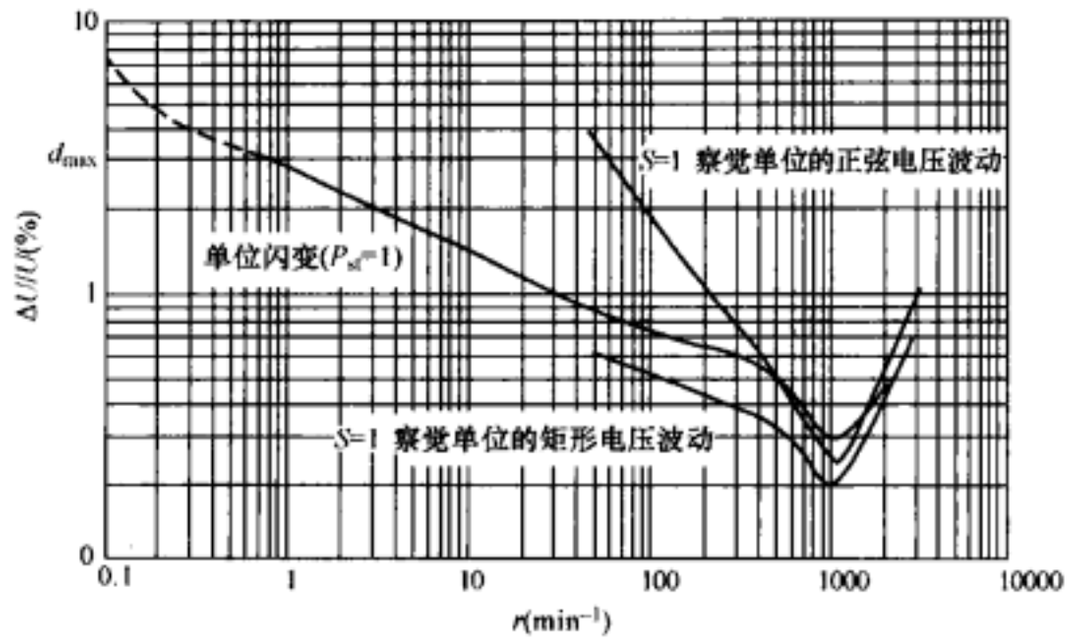


图 15.3-5　$S=1$ 觉察单位的电压波动与频率的关系曲线

2.4　闪变视觉系统模型

通过对电压波动的响应特性、人眼的感光反应能力和大脑的记忆存储效应的近似数学描述，从而得到人的视觉系统模型，即所谓闪变的灯—眼—脑反应链传递函数。具体处理时，以实验获得的视感度频率特性为基础，通过对该特性曲线的数学逼近与描述得到。用传递函数表示

$$K(s)=\frac{K\omega_1 s}{s^2+2\lambda s+\omega_1^2}\times\frac{1+s/\omega_2}{(1+s/\omega_3)(1+s/\omega_4)} \tag{15.3-7}$$

式中：系数分别为 $K=1.748\ 02$，$\lambda=2\pi\times4.059\ 81$，$\omega_1=2\pi\times9.154\ 94$，$\omega_2=2\pi\times2.279\ 79$，$\omega_3=2\pi\times1.225\ 35$，$\omega_4=2\pi\times21.9$。

3　波动性负荷对电压的影响及其危害

引起电压波动的原因是多种多样的，配电系统发生的短路故障或开关操作，或者是无功功率补偿装置、大型整流设备的投切均能导致供电电压波动。但是，频繁发生且持续时间较长的电压波动更多是由功率冲击性波动负荷的工作状态变化所致。由于波动性负荷的功率因数低，无功功率变动量也相对较大，并且其功率变化的过程快，因此在实际运行中可以认为波动性负荷是引起供电电压波动的主要原因。

根据用电设备的工作特点和对电压特性的影响，波动性负荷可分为两大类型：①由于频繁起动和间歇通电时常引起电压按一定规律周期变动的负荷。例如，轧钢机和绞车、电动机、焊机等。②引起供电点出现连续的不规则的随机电压变动的负荷。例如，炼钢电弧炉等。

电弧炉的电气特性有如下特点：消耗功率大，变化快，随机性强，它由炼钢周期中的熔化过程和技术条件等因素决定；电能质量下降程度最大和时变性最强的时刻发生在熔化期；氧化和还原的精炼期电压波动和谐波含量显著降低；电能质量的性质和电能质量下降的程度随熔化期运行条件的不断变化而有所不同，它们取决于电弧炉的容量和类型，熔化材料的成分和性质。另外，炼钢厂电弧炉台数的多少对电能质量造成的影响也会不同。台数较多可能由于它们之间的相互作用反而降低了对电网电压的影响。

严格讲闪变只是电压波动造成的危害中的一种，同样不能以电压波动代替闪变。但在实际应用时广义的闪变包括了电压波动，甚至电压波动的全部有害内容。这是因为白炽灯电光源是广泛使用的低压（LV）照明灯具，具有代表性，其照度变化对电压波动最为敏感也最为显著。此外，对高电压（HV，MV）等级也用闪变强度来衡量电压波动水平，以求统一标准。

概括起来，电压波动与闪变的具体危害有以下六个方面：①引起车间、工作室和生活居室等场所的照明灯光闪烁，使人的视觉易于疲劳甚至难以忍受而产生烦躁情绪，从而降低了工作效率和生活质量。②使得电视机画面亮度频繁变化以及垂直和水平幅度摇动。③造成对直接与交流电源相连的电动机的转速不稳定，时而加速，时而制动，由此可能影响产品质量，严重时危及设备本身安全运行。例如，对于造纸业、丝制业和精加工机床制品等行业，如果在生产运行时发生电压波动甚至会使产品报废等。④对电压波动较敏感的工艺过程或试验结果产生不良影响。例如，使光电比色仪工作不正常，使化验结果出差错。⑤导致电子仪器和设备、计算机系统、自动控制生产线以及办公自动化设备等工作不正常，或受到损坏。⑥导致以电压相位角为控制指令的系统控制功能紊乱，致使电力电子换流器换相失败等。

4 闪变水平评估与干扰限制值

在电力输配过程中，既要限制电压波动也要限制闪变，并且将限制发生闪变干扰放在首位。UIE/IEC 建议在进行闪变监测时，对于运行周期时间较长一类的波动性负荷（如电弧炉等）一般用短时间闪变值和长时间闪变值两个指标作为闪变严重度的判据，分别用来确定一段时间（1～15min）的闪变强弱和整个工作周期（1h～7 天）的闪变严重度，并且给出了闪变评价的数学方法和测量方法。由于这种评估方法反映了电压波动与闪变的统计特征量，其科学性和正确性已经得到国际的普遍认可并采用。以下介绍这一统计计算方法的具体内容和相应的闪变干扰限制值。

4.1 短时间闪变水平值 P_{st}

在观察期内（如取典型值 $T_{short}=10min$），对瞬时闪变视感度 $S(t)$作递增分级处理（标准规定，实际分级应不小于 64 级），并计算各级瞬时闪变视感水平所占总检测时间长度之比（也称为时间—水平统计法），可获得概率直方图。进而采用 IEC 推荐的累积概率函数（CPF），对该段时间的闪变严重度作出评定。

图 15.3-6 所示为某一观察时间段，如取 10min 内等间隔采样时间为 τ，测算到的 15000 个数据所描述的瞬时闪变视感度 $S(t)$变化曲线。为简化描述起见，将该变化曲线等分为 10 级，$S(t)$在 0～2.0p.u. 范围，则每级级差为 0.2p.u.。图中给出第 7 级（1.2～1.4p.u.）统计计算结果。

可以看到，处于第 7 级的时间总和

$$T_7=\sum_{i=1}^{5}t_i=t_1+t_2+t_3+t_4+t_5=4350\tau \qquad (15.3\text{-}8)$$

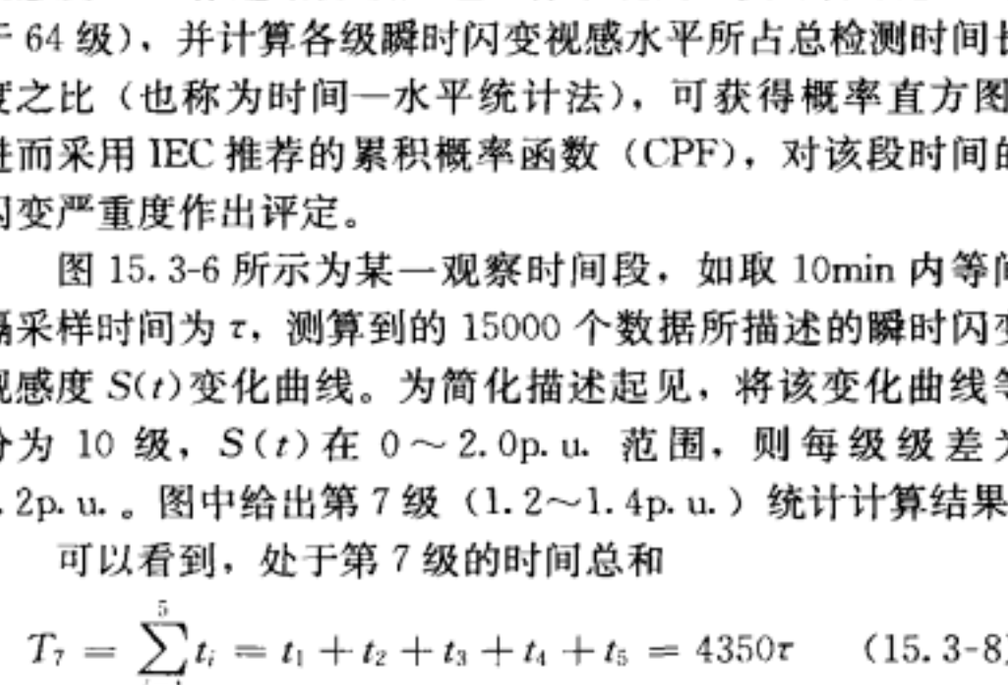


图 15.3-6 S（t）分级计时示例

计算出第 7 级瞬时闪变视感水平所占总检测时间长度之比，即概率分布为

$$p_k=p_7=\frac{T_7}{T}\times 100\%=(4350\tau/15\,000\tau)=29\% \qquad (15.3\text{-}9)$$

依次对其他 9 级 $S(t)$进行统计计算，可给出概率分布直方总图，如图 15.3-7 所示。对图 15.3-7 概率分布直方图进行累加计算，可以得到图 15.3-8 所示的累积概率函数（CPF）图形。

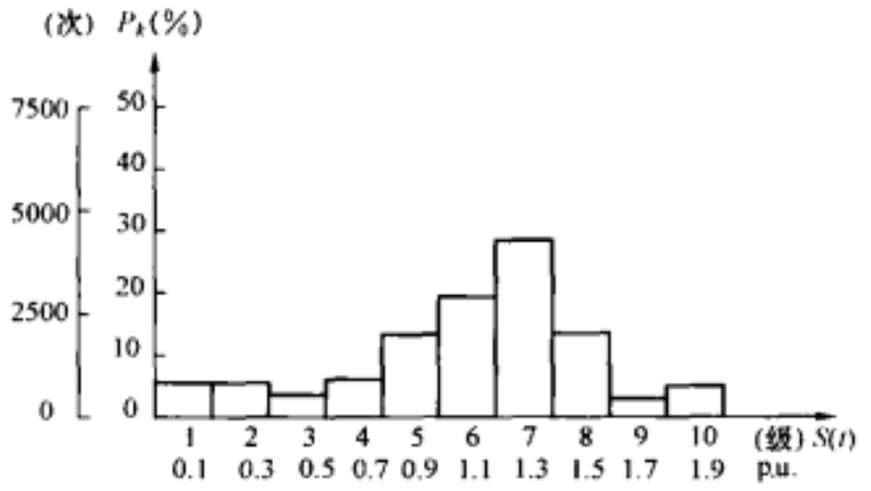


图 15.3-7 $S(t)$统计计时概率分布直方图

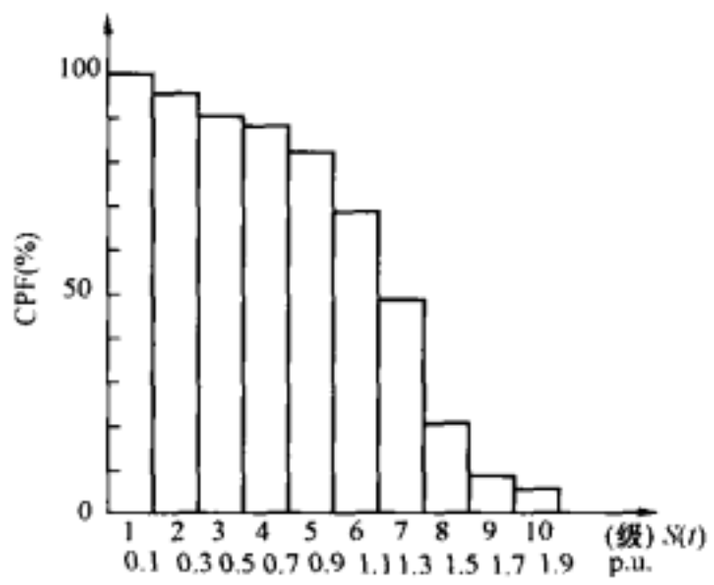


图 15.3-8 $S(t)$累计概率函数曲线

对于不同类型的供电电压干扰采用多点测定算法可以更准确地反映闪变的严重程度。实际应用时常用 5 个概率分布测定值 p_k计算出短时间（10min）闪变平滑估计值 P_{st}，P_{st}表示实际检测到的短时间闪变水平严重度。

其近似计算公式如下

$$P_{st}=\sqrt{K_{0.1}p_{0.1}+K_1p_1+K_3p_3+K_{10}p_{10}+K_{50}p_{50}} \qquad (15.3\text{-}10)$$

式中：$K_{0.1}=0.031\,4$；$K_1=0.052\,5$；$K_3=0.065\,7$；$K_{10}=0.28$；$K_{50}=0.08$。

式中 5 个测定值 $p_{0.1}$、p_1、p_3、p_{10}、p_{50}分别为 10min 内超过 0.1%、1%、3%、10%和 50%时间比的概率分布水平 p_k（更准确的计算还需采用相邻几个点的平滑估计值）。例如，当调幅波为稳定的周期性矩形电压变化时，式（15.3-10）中 $p_{0.1}$、p_1、p_3、p_{10}、p_{50}相等，并且有 $p_k=S(t)$。代入式（15.3-10）于是有

$$P_{st}=\sqrt{0.509\,6S(t)}=0.714\sqrt{S(t)} \qquad (15.3\text{-}11)$$

可以近似写为

$$P_{st}\approx 0.7\sqrt{S(t)},\text{或 } S(t)\approx 2P_{st}^2 \qquad (15.3\text{-}12)$$

短时间闪变值适用于对单一闪变源的干扰评价。

4.2 长时间闪变水平值 P_{lt}

对于多闪变源的随机运行情况，或者工作占空比不定，且长时间运行的单闪变源，则必须做出长时间评价。长时间闪变的统计时间需在 1h 以上，国标中规定为 2h。在 2h 或

更长时间测得并作出的累计概率统计曲线（CPF）中，将瞬时闪变视感度不超过 99%概率的短时间闪变值 P_{st}（用符号 $P_{st99\%}$ 表示）或超过 1%时间的 P_{st} 值（用符号 P_1 表示）作为长时间闪变水平值 P_{lt}，即

$$P_{lt} = P_{st99\%} = P_1 \tag{15.3-13}$$

在实际处理时，长时间闪变值还可根据具体情况，利用不同的计算方法来处理：①以 95%概率代替 99%概率，以放宽对电能质量的要求，使之更符合实际。即 $P_{lt}=P_{st95\%}=P_5$，由大型电弧炉在其供电点的实测数据总结的经验公式简化为 $P_{st95\%}\approx 0.8P_{st99\%}$ 或 $P_{st99\%}\approx 1.25P_{st95\%}$；②对于电弧炉等类型的负荷所引起的闪变，至少需观测一星期才能作出全面评定，在整个闪变观测结束时方能给出 P_{st} 和 P_{lt} 两项指标。具体处理时可在每天保留的 P_{st} 中取出第 3 大值 P_{st3max} 作为 P_{lt} 值，即 $P_{lt}=P_{st3max}$；③UIE/IEC 规定对于已顺序测得的 N 个 10min 短时间闪变值 P_{stk}（$k=1, 2, 3, \cdots, N$）数据，长时间闪变值 P_{lt} 可由这 N 个 P_{stk} 的立方和求根得到

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{N}\sum_{k=1}^{N} P_{stk}^3} \tag{15.3-14}$$

4.3　多波动性负荷总干扰的评价

若同一供电电源连接点有多个波动性负荷，总干扰评价通常采用立方求和定律计算

$$P_{st} = \sqrt[3]{\sum_j P_{stj}^3} \text{ 和 } P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_j P_{ltj}^3} \tag{15.3-15}$$

4.4　闪变干扰限制值

4.4.1　各级电压水平闪变限值

在对电压波动与闪变进行管理以及执行其标准的过程中，既要限制电压变动也要限制闪变，但一般将限制发生闪变干扰作为第一考核指标。另一方面，在供电系统中，虽然中压和高压电源一般不直接连接照明设备，但仍然以闪变限值来考核供电系统各级电网的电压质量是否合格。新的国标中对各级电压下的闪变限值如表 15.3-2 所示。

表 15.3-2　　各级电压闪变限值

系统电压等级	低压（LV）	中压（MV）	高压（HV）
P_{st}	1.0	0.9（1.0）	0.8
P_{lt}	0.8	0.7（0.8）	0.6

注　1. 本标准中 P_{st} 和 P_{lt} 每次测量周期分别取为 10min 和 2h。
2. MV 括号中的值仅适用于公共连接点的所有用户为同电压级的用户场合。

国家标准还规定，电压波动和闪变取值是指在电力系统正常运行的较小方式下，波动负荷变化最大工作周期时的实测值。例如，炼钢电弧炉应在熔化期测量；轧钢机应在最大轧制负荷周期测量；三相负荷不平衡时应在测量值中取最严重的一相的值。对于随机性不规则的电压波动，电压变动实测值应不小于 50 个，以 95%概率大值作为判断依据。短时间闪变值测量周期取为 10min，每天（24h）不得超标 7 次（70min）；长时间闪变值测量周期取为 2h，每次均不得超标。

国家标准还规定了闪变限值要根据用户负荷大小、其协议用电容量占供电容量的比例以及系统电压，分别按三级作不同的允许值分配和评定处理。

4.4.2　闪变限值的补充说明

（1）闪变干扰的传递。闪变干扰在各级电力网的传递的规律为：高电压等级出现的闪变干扰传递到与之相连的配电系统的中、低电压等级，传递系数等于 0.8～1；而由中、低电压等级的闪变干扰传递至高电压等级的作用可以忽略，传递系数等于 0；同电压级相邻母线间的闪变干扰传递作用，一般需用计算机程序计算，也可用简便方法作简捷估算。

（2）闪变的兼容值、规划值和允许值。IEC 对电能质量的评估从电磁兼容概念出发，因此提出对应的闪变兼容值、允许值和规划值。闪变兼容包含两个主要指标：①负荷设备产生闪变干扰的限值；②受到闪变干扰的设备的安全限值。在工程中将第一个指标称为闪变允许值，将第二个指标称为闪变兼容值。

闪变允许值需根据用户协议负荷与该供电系统的总供电能力以及实际存在的背景闪变干扰值等进行综合评定，用来限制已有干扰设备造成的电压波动和约束即将投入的用电设备的闪变干扰。通常在规定闪变允许值时，要以先确定的各级电力网闪变兼容值作为参考基准。

配电系统一般是由高中低三级电压供电的，而中高压电网一般不直接连接照明设备。但考虑到这些电压等级的闪变干扰源对低压电网的影响，仍需给出闪变的标准值。为此供电部门根据实际电力网的结构和闪变干扰负荷的分布情况，概算出用户对电压波动的影响，并为高中压等级电网提出一些内部质量目标值，称为规划值。规划值等于或小于兼容值。

4.4.3　国家标准与 IEC 标准的不同

我国《电能质量 电压波动和闪变》标准参考了 IEC（EMC-61000）系列标准，并采用了 IEC 标准中给出的短时间闪变值和长时间闪变值的评估方法。但没有采用 IEC 标准定义和规定的兼容值或规划值，一律用限值概念。为与 IEC 标准相互衔接，该标准在术语和符号使用上做了调整，将电压波动值用电压变动值替代，并用 d（%）表示。国家标准采用了 IEC 标准对系统电压按高压（HV）、中压（MV）和低压（LV）划分的方法，并分别规定了相关的电压闪变限值。

4.5　单位闪变曲线

通常由以上计算可以实测获得短时间闪变水平值 P_{st}，通过适当的数学处理，可以得到长时间闪变水平值 P_{lt}，进而用这些实测值对照闪变限制值来评价电压波动和闪变的严重度。在测算闪变值时，一个基本的必备条件是对电压波动特征量的分析和了解。由信号的波形相似性原理可知，对于任一规则波形的电压变动在观察其响应时可以用冲量相等的阶跃电压波动等值替换作分析。这样就可以引入等值电压变动波形系数，从而方便地用解析法来分析等值阶跃电压波动问题，并找出具有指导意义的电压波动与闪变之间的关系。

通过大量对比实验发现：当 $P_{st}<0.7$ 时，一般觉察不出闪变；当 $P_{st}>1.3$ 时，灯光闪烁使人感到很不舒服。为此 IEC 推荐 $P_{st}=1$ 作为低压供电的短时闪变限制值，称为等值阶跃电压的单位闪变（Unit Flicker）。它表示在标准实验条件下（60W，230V 钨丝灯），对于周期性矩形电压波动

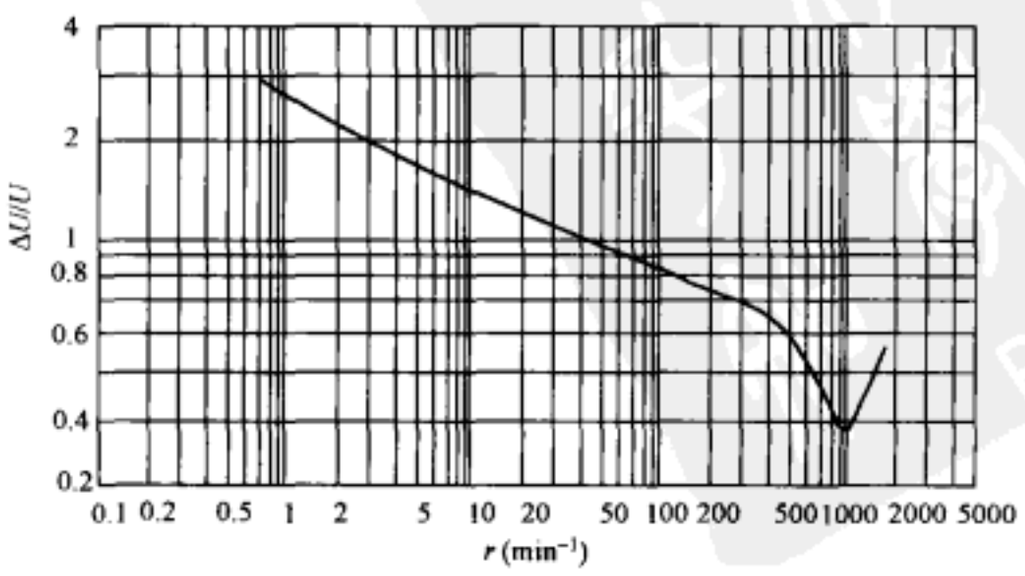


图 15.3-9　矩形电压波动单位闪变曲线

被实验总人数（大于 500 人）中 80%的人有明显刺激性视觉感受的闪变强度。

通过对阶跃电压波动或矩形电压波动在各种频度变化下的实验和对大量实测数据整理，绘制出了矩形电压波动单位闪变曲线（即 CENELEC 曲线），如图 15.3-9 所示。它描绘了在闪变限值临界条件下相对电压波动和电压波动频度的关系，为评价闪变严重度提供了便利的计算手段。

4.6 闪变严重度简捷预测算法

由于波动性负荷自身的特性决定了其供电电压极不规则的随机变化，因此很难对由此产生的闪变作出可靠的计算，国际上普遍采用 UIE/IEC 推荐的闪变测算方法进行实际检测和评价。对单位闪变曲线（图 15.3-9）特性的分析表明，可采用简化的预算方法来模拟该曲线。特别是对于典型规则电压波动，将其乘以波形系数 F 就可以折合成相应同频度变化的单一等值阶跃电压波形，从而找到短时闪变严重度简捷实用估算方法，而不必直接采用闪变测量的方法。这对工程设计中预先估算并校验电压波动大小和闪变严重度是十分有用的。

4.6.1 利用单位闪变曲线估算 P_{st}

大量试验表明，对于同一频度的电压波动，电压的相对变动值 d 越大，则其产生的短时间闪变水平值 P_{st} 也越大，在大部分频度段 P_{st} 与 d 近似地呈线性关系。利用电压波动值与闪变值之间的简化线性关系和单位闪变曲线提供的非常有用的实验依据，以及供电系统和负荷数据，在不做电压波动测量时，可以获得预测闪变严重度的简捷计算方法。

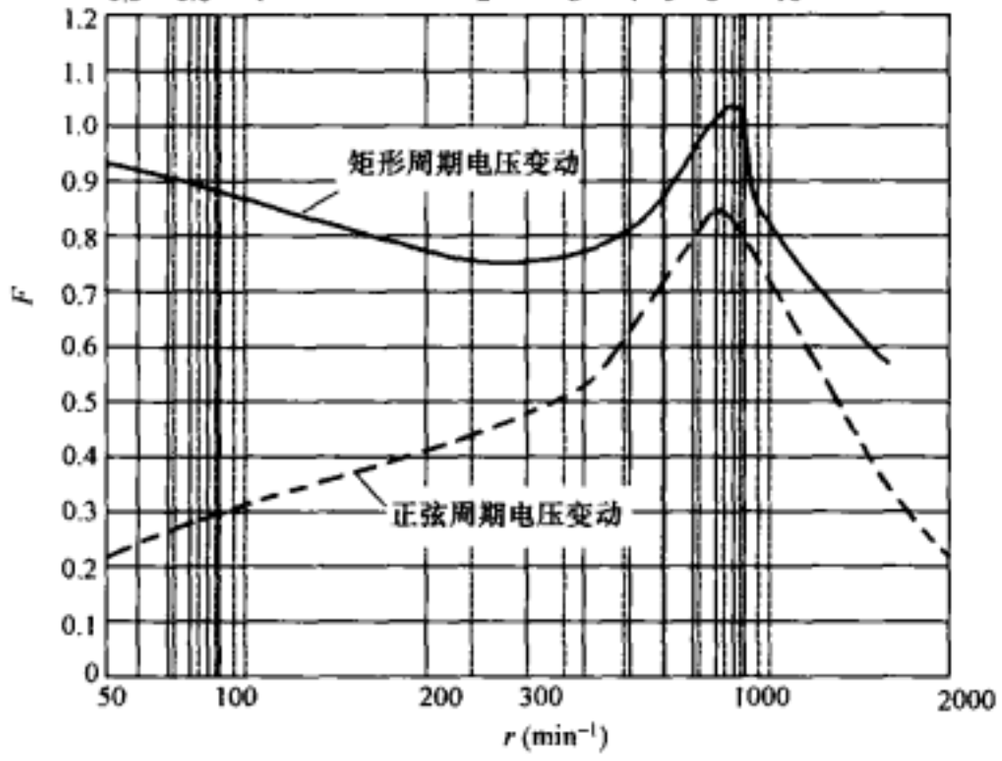


图 15.3-10 正弦和矩形周期电压变动的波形系数

当已知典型波形的电压波动相对值 d_{dx} 和变动频度 r 时，可通过对应典型波形，分别从图 15.3-10、图 15.3-11、图 15.3-12 曲线中查出波形系数 F，计算出折合成的等值阶跃电压相对变动值 $d=Fd_{dx}$，由图 15.3-9 单位闪变曲线查出变动频度 r 所对应的电压波动相对极限值 d_{lim}，则可计算得到短时闪变值 $P_{st}=\dfrac{d}{d_{lim}}$。

4.6.2 等值闪变严重度 A_{st} 计算

若已知相对电压变动值 d（%），或根据供电母线和连接负荷的电参数，利用负荷电压波动简化计算公式先估算出电压波动大小，可方便地计算出基于国际通用的 P_{st} 方法的等值闪变严重度指标 A_{st}。在缺少实测数据或估算采取技术措施后的补偿效果时，利用等值严重度预测指标同样可进行闪变评价。其定义和计算公式如下：

（1）闪变时间（先前也称为记忆时间，它表示照度波动被感觉到所需要的最短记忆时间）

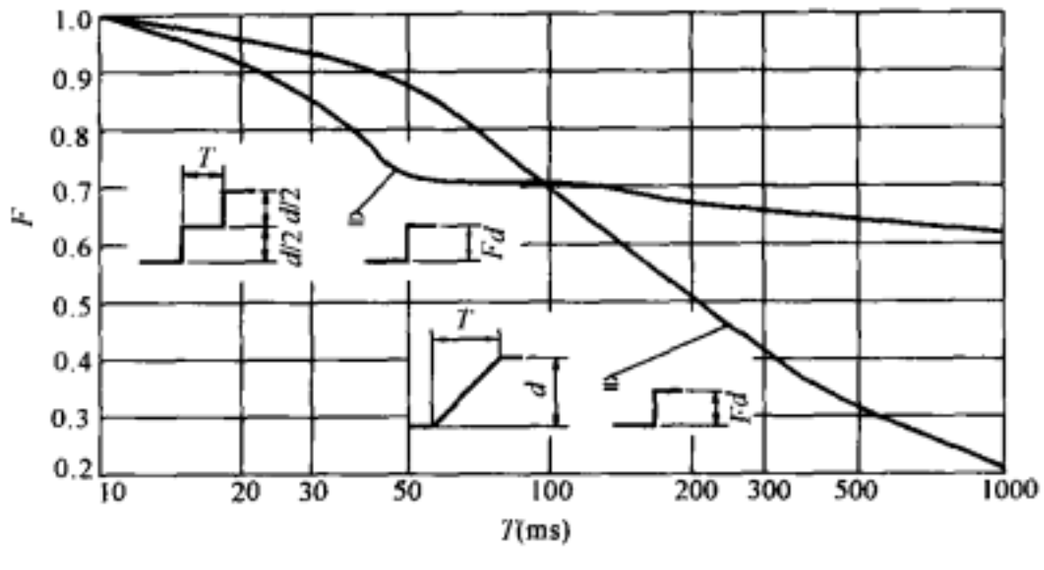


图 15.3-11 斜坡形和跳变形电压变动的波形系数

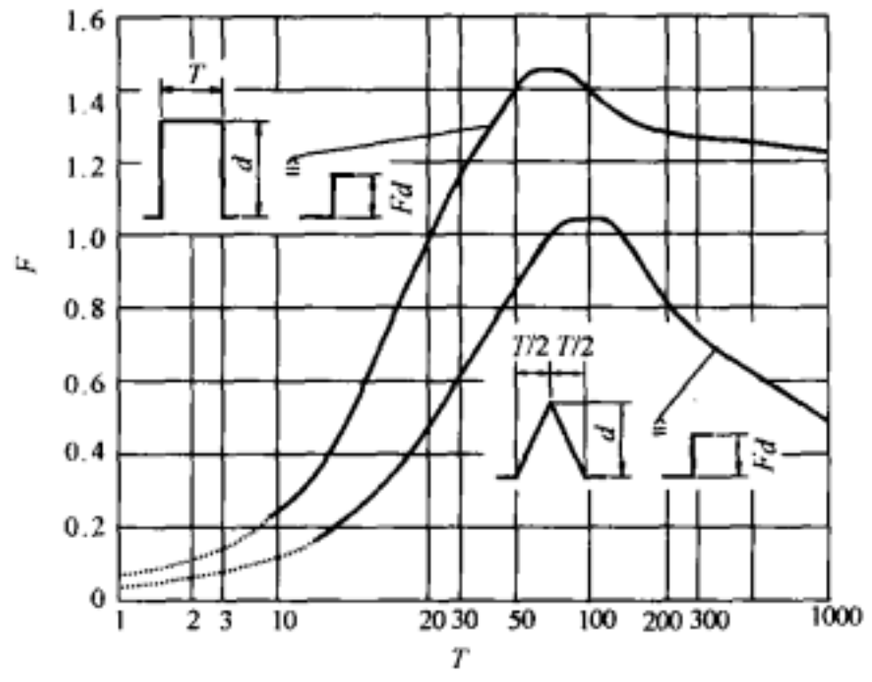


图 15.3-12 矩形和锯齿形电压变动的波形系数

$$t_f = 2.3(s) \times (dF)^3 \qquad (15.3\text{-}16)$$

式中：d 为相对电压变动值（%）；F 为波形系数。系数 2.3（s）是利用单一规则阶跃电压单位闪变曲线将横坐标从变动频度转换为闪变时间后［两者关系式：$t_f(s)=\dfrac{60}{r\ (1/\min)}$］，列写解析式推导得出的。

（2）短时等值闪变严重度

$$A_{st} = \frac{\sum t_f}{10 \times 60(s)} \qquad (15.3\text{-}17)$$

如果为单一过程（例如电动机起动）规则电压变动，并且其闪变干扰的重复频度 r 为已知，则上式可以改写为

$$A_{st} = \frac{r(\min^{-1}) \times t_f}{600(s)} = \frac{2.3(s) \times r \times (dF)^3}{600(s)} \qquad (15.3\text{-}18)$$

对于多个闪变源负荷产生的总干扰水平，简化方法采用线性求和计算

$$A_{stT} = \sum A_{sti} \qquad (15.3\text{-}19)$$

（3）长时等值闪变严重度

$$A_{lt} = \frac{\sum t_f}{120 \times 60(s)} \qquad (15.3\text{-}20)$$

（4）根据立方求和定律，可以利用闪变时间估算出短时和长时闪变值，其简化计算公式

$$P_{st} = \sqrt[3]{\frac{\sum t_f}{10\min}}, P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum t_f}{120\min}} \qquad (15.3\text{-}21)$$

对上式进一步整理后，短时闪变严重度解析表达式为

$$P_{st} = 0.36dr^{0.31}F \qquad (15.3\text{-}22)$$

（5）等值闪变严重度 A_{st} 与短时闪变值 P_{st} 的转换关系式为

$$A_{st} = P_{st}^3 \text{ 或 } P_{st} = \sqrt[3]{A_{st}} \qquad (15.3\text{-}23)$$

为此，在采用上述等值计算方法的国家（如德国、英国等），其国家标准一般在采用 IEC 制定的电磁兼容标准的兼

容水平和规划水平标准的同时，还给出等值闪变严重度考核指标用于检验电网的电压质量。在我国国家标准中并未涉及这一简化等值评估方法。下面表 15.3-3、表 15.3-4 给出一个具体计算例仅供参考。

表 15.3-3　　等值闪变严重度评估的指导性限值

闪变允许干扰系数	A_{st}	A_{lt}	d（%）
低压电网	1.0	0.4	
中压电网	0.75	0.3	
高压电网	0.5	0.2	
单用户允许干扰系数	A_{st}	A_{lt}	d（%）
低压电网	0.2	0.005	0.03
中压电网	0.2	0.005	0.02
高压电网	0.2	0.005	0.02

注　单一闪变源特殊情况下，以上指标可以放宽。具体评价方法见表 15.3-4。

表 15.3-4　　闪变评价方法

对 A_{st} 和 A_{lt} 的要求	允许接入判断
$A_{st}<0.2$ 并且 $A_{lt}<0.05$	允许
$0.2<A_{st}<0.5$ 或者 $0.05<A_{lt}<0.2$	有限允许
$A_{lt}>0.2$	不允许，需测量

5　典型波动负荷—三相交流电弧炉及其特性

5.1　运行周期

电弧炉的电流控制是通过炉用变压器高压侧绕组分接头的切换和电极的升降来实现的。电弧炉所消耗无功功率大，并且无功功率变化量也很大，在电极短路时功率因数约为 0.1～0.2，在额定运行时约为 0.7～0.85。电弧炉的运行周期包括三个阶段：熔化期、氧化期和还原期。图 15.3-13 给出了电弧炉负荷运行周期示意图，其工况是一种间歇式冲击功率负荷。

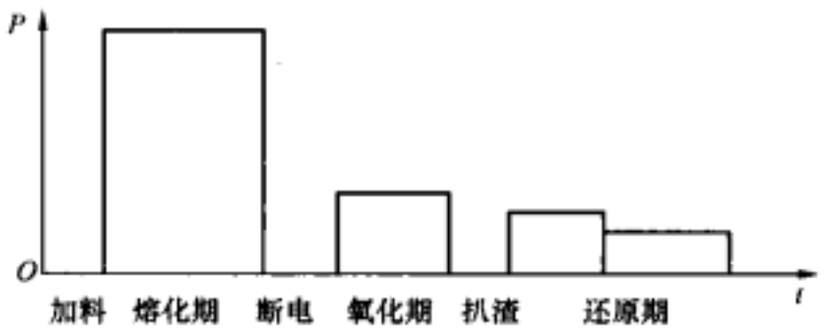


图 15.3-13　电弧炉运行周期示意图

5.2　电弧炉的功率变化圆图

设 U_0 为电弧炉空载时的供电电源开路电压；X_0 为电弧炉主电路的总阻抗；R 为主电路的总电阻，主要反映了时变电极的电阻。$P+jQ$ 为主电路的复功率。则电弧炉的短路容量为 $S_d=\dfrac{U_0^2}{X_0}$。若负荷的有功功率 $P=\dfrac{U_0^2R}{X_0^2+R^2}$，负荷无功功率 $Q=\dfrac{U_0^2X_0}{X_0^2+R^2}$。由 P、Q 和 S_d 的表达式可以推导出

$$P^2+\left(Q-\frac{S_d}{2}\right)^2=\left(\frac{S_d}{2}\right)^2 \tag{15.3-24}$$

式中，S_d 若为常数，则 P 和 Q 的变化轨迹构成圆心在 $\left(0,\ \dfrac{S_d}{2}\right)$、半径为 $\dfrac{S_d}{2}$ 的电弧炉功率变化圆图，如图 15.3-14 所示。这一方法在电弧炉负荷对电压影响的工程实际测量和估算中是具有实用价值的。

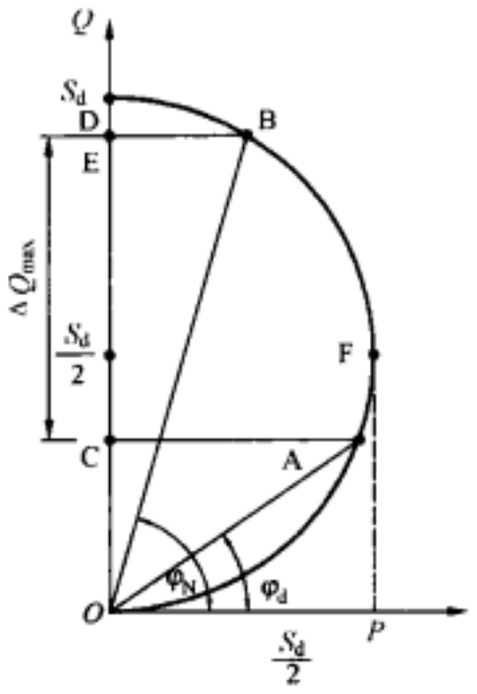


图 15.3-14　电弧炉功率变化圆图

5.3　电弧炉模型

在对实际电弧炉负荷 u—i 特性曲线分段线性化的基础上，根据消耗的功率计算出时变电弧电阻的幅值得到数学模型。由于等值电弧电阻是以时间为自变量连续变化的随机函数，所以选用电弧阻抗不同的时变规则代替弧长不同的时变规则可以实现具有控制环节的电压波动过程仿真。动态负荷模型则考虑了周期性变化规则的电弧阻抗。电弧阻抗定义为

$$R_l(t)=R_l[1+\sin(\omega_f t)] \tag{15.3-25}$$

式中：ω_f 为闪变频率，Hz；R_l 为与实际电弧炉负荷运行条件相联系的恒定阻值，Ω。

R_l 的选择是由弧长的变化范围及电弧炉负荷消耗的功率决定的。根据图 15.3-15 所示电弧炉典型的 u—i 特性曲线，将其分段线性化并用以下关系式分别表示各段伏—安特性

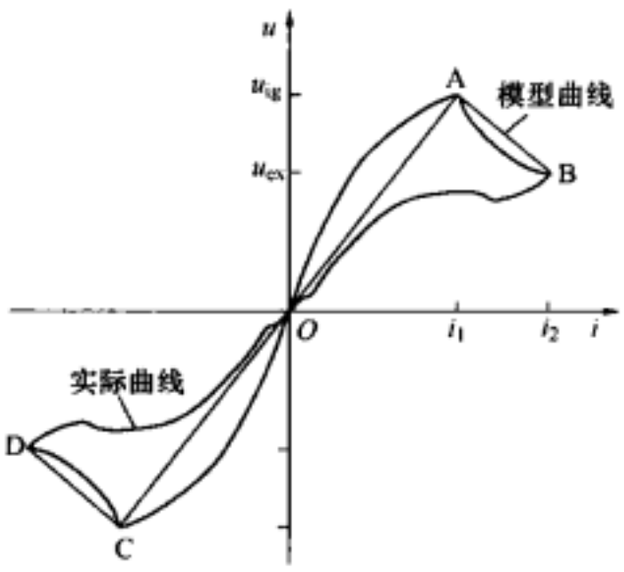


图 15.3-15　电弧炉典型的 u—i 特性曲线

$$i_1=\frac{U_{ig}}{R_1} \tag{15.3-26}$$

$$i_2=U_{ex}-U_{ig}\left(1-\frac{R_2}{R_1}\right) \tag{15.3-27}$$

$$u=\begin{cases} iR_1 & 0\leqslant i\leqslant i_1 \\ iR_2+U_{ig}\left(1-\dfrac{R_2}{R_1}\right) & i_1\leqslant i\leqslant i_2 \end{cases} \tag{15.3-28}$$

式中：u 为电压，V；R_1、R_2 为 OA 和 AB 段的斜率；U_{ig}、U_{ex} 为燃弧电压和熄弧电压，V；i_1、i_2 为对应于 u—i 特性曲线第一象限内点弧和灭弧电压的电流，A。

电弧炉负荷消耗的功率为线性化 u—i 特性曲线下的面积，求得电阻 R_1 的值为

$$R_1=\frac{U_{ig}^2}{\left(P+\dfrac{U_{ig}^2}{R_2}-\dfrac{U_{ex}^2}{R_2}\right)} \tag{15.3-29}$$

第 4 章 电压暂降与短时间中断

1 概述

电压暂降是指供电电压均方根值在短时间突然下降的事件。通常将暂降时的电压均方根值与额定电压均方根值的比值定义为暂降的幅值，对于暂降幅值，IEEE 将其定义为下降到额定值的 90%～10%；IEC 则将其定义为下降到额定值的 90%～1%。将暂降从发生到结束之间的时间定义为持续时间，典型值为 0.5～30 个周波。此外，电压暂降往往还伴随有电压相位的突然改变，称之为相位跳变。电压出现相位跳变，是由系统和线路的电抗与电阻的比值不同，或不平衡暂降向低压系统传递引起的。

当电压均方根值降低到接近于零时，称为中断。持续时间较长的中断称为长时间中断，而持续时间较短的中断则称为短时间中断。对于“接近于零”，IEEE 定义为“低于 10%”[IEEE Std. 11590—1995]，IEC 的定义则为“低于额定电压的 1%”。对于中断的持续时间，IEC 定义长时间中断持续时间最少为 3min，小于 3min 的中断称为短时间中断；在 IEEE 标准 [IEEE Std. 1250—1995] 中将大于 2min 的中断称为长时间中断，而在 IEEE 的另一标准 [IEEE Std. 1159—1995] 中，则将大于 1min 的中断称为长时间中断。

由于以往的绝大多数用电设备对电压的短时突然变化不敏感，电压暂降与中断并未引起人们的关注。随着用电设备的技术更新，特别是 20 世纪 80 年代以来，各种自动生产线以及计算机系统等敏感性用电设备得到大量使用，这些设备对供电系统的电压质量提出了更高的要求，从而使得电压暂降与中断等暂态电压质量问题引起各有关部门与研究人员的广泛关注。在国外很多发达国家，由电压暂降引起的用户投诉占整个电能质量问题投诉的数量远大于其他电能质量问题引起的投诉。

电压暂降发生的次数可用发生频次进行描述。暂降频次是表征电压暂降对敏感电力用户影响频繁程度的重要指标。图 15.4-1 所示为某 115kV 系统大约一年内实测电压暂降的发生情况（图 15.4-1 中幅值按低于额定电压的百分比给出）。由图 15.4-1 可知，多数暂降电压的幅值为额定电压的 90%～70%。图 15.4-2 给出了与图 15.4-1 对应的暂降频次、暂降幅值及持续时间之间的三维柱状图。暂降电压的幅值、持续时间和暂降发生频次是标称电压暂降的三个基本特征量。

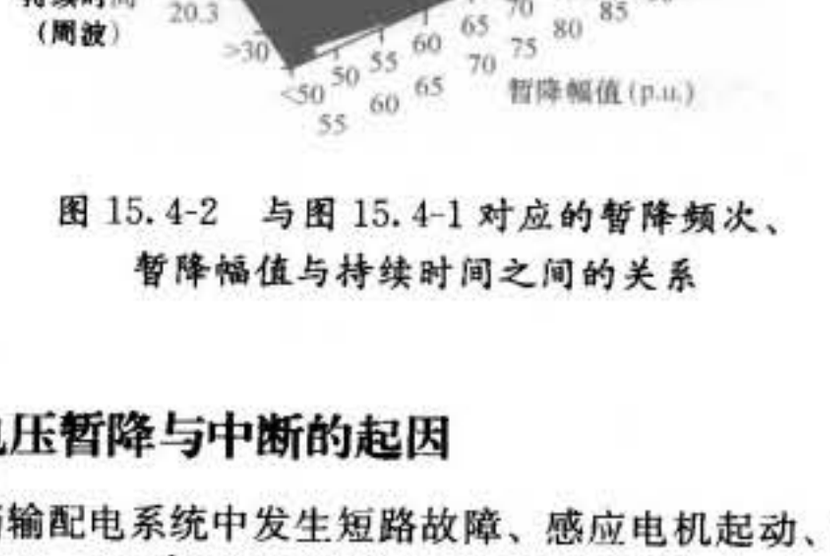


图 15.4-2 与图 15.4-1 对应的暂降频次、暂降幅值与持续时间之间的关系

2 电压暂降与中断的起因

当输配电系统中发生短路故障、感应电机起动、雷击、开关操作、变压器以及电容器组的投切等事件时，均可引起电压暂降。其中，短路故障、感应电机起动和雷击是引起电压暂降的最主要原因。

雷击时造成的绝缘子闪络或对地放电会使保护装置动作，从而导致供电电压短时间突然跌落，这种现象影响范围大，持续时间一般超过 100ms。

电机全电压起动时，需要从电源汲取的电流值为满负荷时的 500%～800%，这一大电流流过系统阻抗时，将会引起电压突然下降。这种暂降的持续时间较长，但暂降程度较小，一般不会对用户造成严重的影响。

短路故障可能会引起系统远端供电电压较为严重的跌落，影响工业生产过程中对电压敏感的电气设备的正常工作，甚至造成严重的经济损失。

图 15.4-3 所示为一具有架空线路的配电系统。架空线路上发生的多数故障属于暂态性质，如雷电冲击等。图

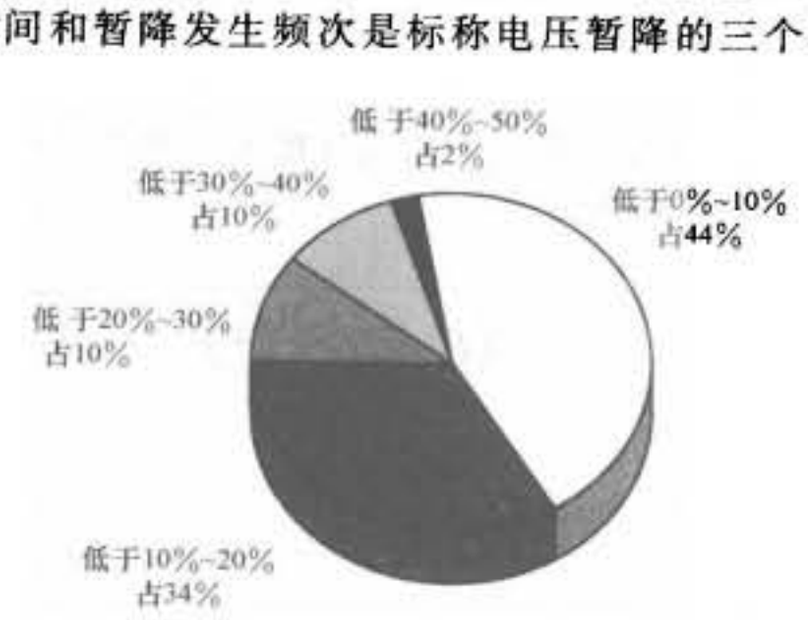


图 15.4-1 某 115kV 系统实测电压暂降发生情况

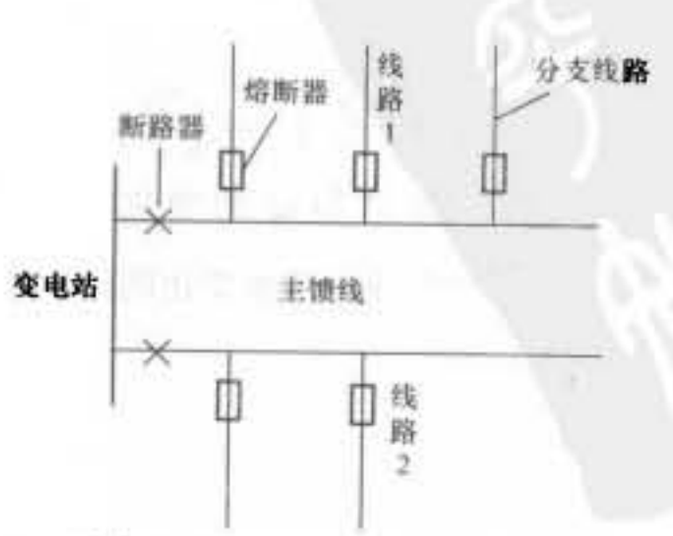


图 15.4-3 带有熔断器和重合闸的架空线路配电系统

15.4-3 所示的分支线路中采用慢速熔断器保护，当主馈线断路器（配置有重合闸装置）清除暂态故障时，熔断器不动作。因此，非永久性故障由重合闸清除后，系统供电自动恢复正常。

永久性故障也可以被主馈线的断路器清除，但这将导致该线路上所有用户长时间的电压中断。为此，可考虑采用熔断器清除永久性故障。此时，需将重合闸设定为瞬时动作和延迟动作两种情况。即对所有可能的故障电流，保护动作的时间顺序依次为：主馈线断路器（重合闸）瞬时动作、熔断器动作、主馈线断路器（重合闸）延迟动作。这样，当故障发生时，主馈线上的所有用户承受的将为短时间电压中断。

保护装置按上述方式配合时，将会对不同的用户带来不同的影响。假设图 15.4-3 中线路 1 发生故障，则故障线路 1 与非故障线路 2 电压均方根值的变化情况如图 15.4-4 所示。图 15.4-4 中，t_1 为故障切除时间，t_2 为重合闸重合所需时间。故障发生后，故障线路上的用户将承受一次电压暂降（实线），并将承受随之而来的由于断路器切除故障所引起的电压中断的影响。如果实际发生的故障是短时间的，则重合闸应重合成功，电压中断将是短时间的。这种情况下，非故障线路 2 上的用户将仅承受一次电压暂降（虚线）。如果在重合闸第一次重合之后，故障仍然存在，则非故障线路 2 上的用户将承受第二次电压暂降，故障线路 1 上的用户将承受第二次短时间电压中断或长时间中断。

装设自动重合闸和自动切换装置，是为保证对用户不中断供电采取的常规措施。但自动重合闸实际断电时间达几个周波至几秒，自动切换装置则一般需要 0.5s 至几秒。因此，如上分析的故障引起的电压暂降与中断扰动问题是不可避免的。

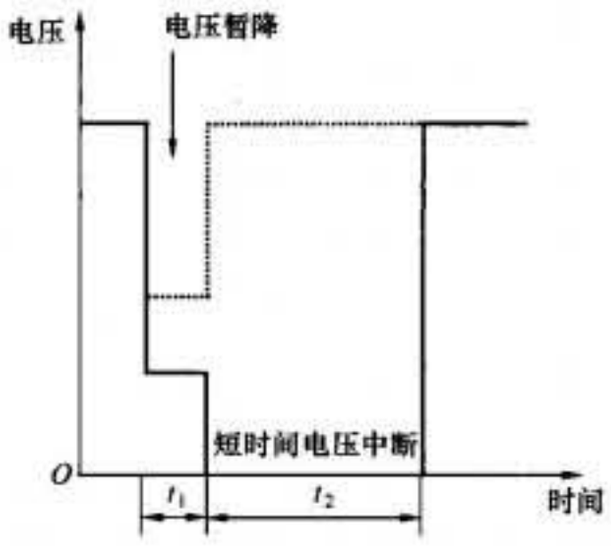


图 15.4-4　重合闸时故障线路（实线）和非故障线路（虚线）电压均方根值
t_1—故障切除时间；t_2—重合闸重合时间

输配电系统中的多数故障为单相接地故障，该类故障是产生电压暂降的最主要原因。据统计，单相、两相和三相电压暂降占全部电压暂降的比例分别约为 66%、17%和 17%。

3　短时间电压中断的监测与随机预估

3.1　短时间中断与长时间中断的比较

短时间电压中断是指线路由于故障或检修而被断路器断开，但在极短的时间内重新恢复供电的电压中断现象。与长时间中断相比，短时间中断发生的频次高，在技术处理上也有所不同，表 15.4-1 给出了两者之间的比较。

表 15.4-1　短时间电压中断与长时间电压中断的起因、控制措施的比较

中断类型	短时间中断	长时间中断
起因	瞬时性故障清除前，故障相线路经历短时间电压中断 保护误动时，非故障相也会经历短时间电压中断 运行人员误操作	永久性故障 瞬时性故障时，重合闸拒动 线路故障检修
故障恢复方法	自动恢复	手动恢复
具体措施	重合断路器，主要用于架空配电线；自动切换至正常供电母线，多用于工业用电系统	手动切换至正常供电母线

3.2　短时间电压中断的监测

电压的短时间中断可引起停电、灯光熄灭、显示屏幕空白、电机减速等。更为严重的是，它还会破坏正常的生产过程，使计算机丢失内存信息，使控制系统失灵等。

与长时间电压中断不同，短时间电压中断是在人们无法预知的情况下发生的，因此对它的监测需要自动进行。对于短时间电压中断，应在系统的所有分支线路或重要节点上装设监测装置进行监测。其监测记录内容应包括日（年）电压中断频次等，并多以频次与持续时间之间的关系给出统计结果。

图 15.4-5、图 15.4-6 与图 15.4-7 给出了某一典型的短时间电压中断统计结果实例。图 15.4-5 所示为中断频次与持续时间的函数关系。图中频次取年平均次数，持续时间取给定时间间隔。中断平均次数可由式（15.4-1）计算

$$\bar{N}^{(r)} = \frac{\sum_{i=1}^{k} N_i^{(r)}}{\sum_{i=1}^{k} T_i} \tag{15.4-1}$$

式中：$N_i^{(r)}$ 为在监测期间 T_i 内，由监测装置 i 观察到的在 r 范围内的事件次数；$\bar{N}^{(r)}$ 为事件发生平均值。

在图 15.4-5 的统计结果中，以电压下降到低于额定电压的 10%为一次中断。由图 15.4-5 可以看出，1～30s 是短时间电压中断的典型持续时间间隔，而小于 6c（100ms）（c 为一个周波的持续时间）的事件是极少发生的。由图 15.4-5 还可计算出持续时间概率密度函数 $f(r)$ 和概率分布函数 $F(t)$

$$f(r) = \frac{\bar{N}^{(r)}}{\sum_{(k)} \bar{N}^{(r)}} \tag{15.4-2}$$

$$F(t) = \sum f(r) \tag{15.4-3}$$

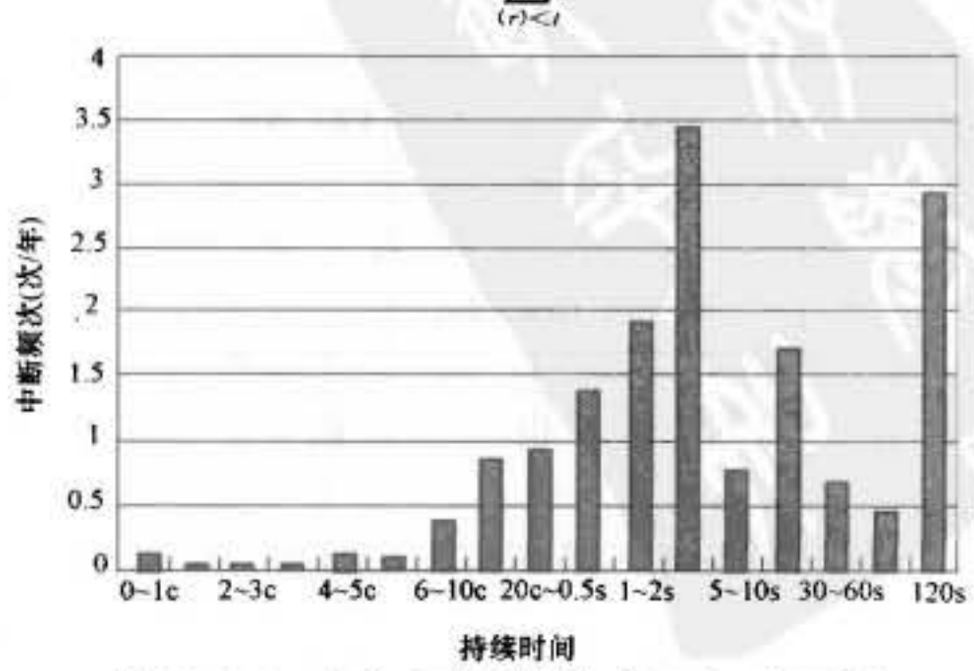


图 15.4-5　中断频次与持续时间的函数关系

概率分布函数曲线如图 15.4-6 所示，该曲线给出了没有超出指定持续时间的中断百分数。由图 15.4-6 可以看出，10%的中断持续时间小于 20c，80%的中断持续时间小于 2min。

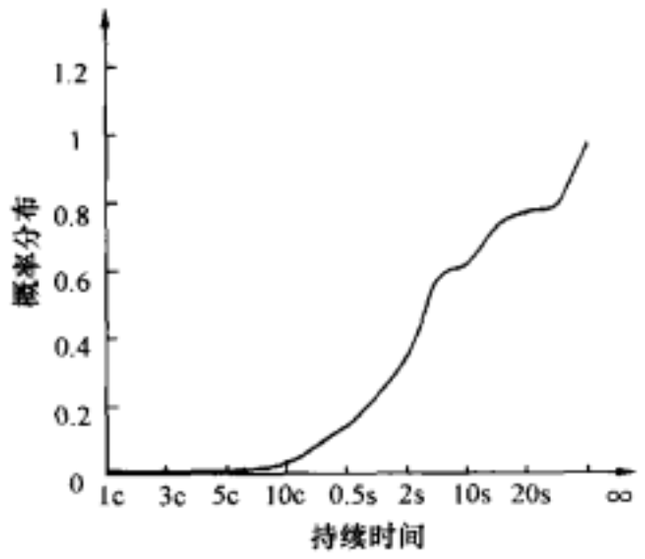


图 15.4-6 中断持续时间的概率分布

图 15.4-7 给出了持续时间大于给定值的每年中断次数。由图 15.4-7 可以看出，对于仅能承受中断持续时间为 20c 的敏感用电设备来说，该设备每年将平均发生 14 次跳闸事故。若需将设备每年平均发生跳闸事故的次数降低为 4 次，则该设备应具有承受 30s 持续时间中断的能力。

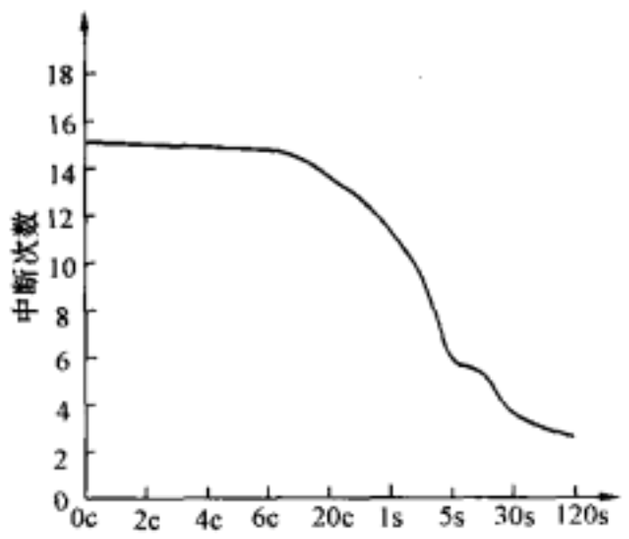


图 15.4-7 持续时间大于给定值的中断次数

3.3 电压中断次数的随机预估

对重要的输配电线路，进行电压中断可能发生次数的估计非常必要。在随机预估某一馈电用户所承受的短时间电压中断次数之前，必须了解重合闸装置和熔断器的安装位置、重合闸装置多次重合的第一次成功率和第二次成功率，此外还需了解主馈线和分支线路长度以及线路的故障率。

如图 15.4-8 所示的配电系统，主馈线故障率为 0.1 次/(年·km)，分支线路故障率为 0.25 次/（年·km），重合闸装置第一次重合的成功率为 75%，重合闸装置第二次重合的成功率是故障数的 10%，因此有 15%的故障二次重合仍没有成功，这些故障属于永久性故障，将导致长时间中断。

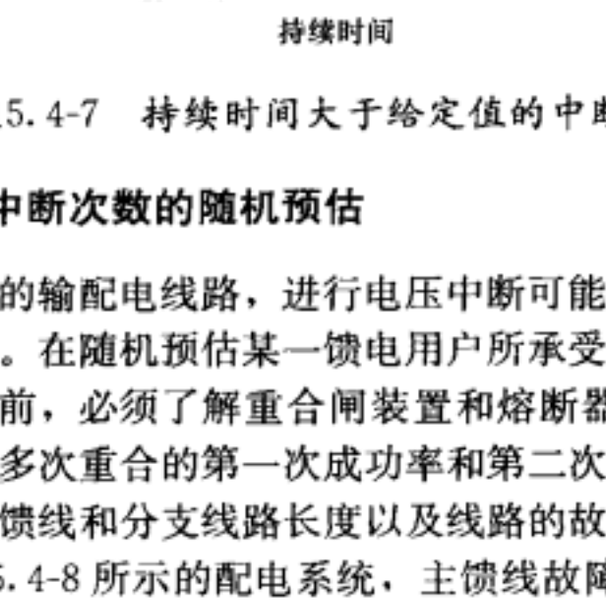


图 15.4-8 用于电压中断次数随机预估的架空配电线路

馈线故障总次数为 11km×0.1/（年·km）+22km×0.25/（年·km）=6.6 次/年。

由于预估馈线上每年发生 6.6 次故障，所以其中：

(1) 每年 6.6 次×75%=5.0 次为所有用户一次短时间断电；

(2) 每年 6.6 次×10%=0.7 次为所有用户二次短时间断电。

每年 6.6 次×15%=1.0 次为永久性故障，即用户将承受二次短时间断电和随之发生的二次电压暂降，或随之出现的长时间断电。

对于不同线路，可分别计算承受长时间中断的次数。如主馈线：11km×0.1 次/(年·km)×0.15=0.17 次/年。分支 A：0.17 次/年+8km×0.25 次/(年·km)×0.15=0.47 次/年。

不设置重合闸，而仅靠熔断器来清除分支线路上的所有故障，将只可能存在长时间电压中断。对长时间电压中断敏感的设备或生产过程，显然应当采取有重合闸装置的系统，因为这会使长时间中断极大减少。如果当设备或生产过程对短时间电压中断和长时间电压中断都敏感，可考虑取消重合闸装置，这样可使断电的次数比有重合闸时大幅减少。

4 电压暂降对敏感用电设备的影响

由上一节可知，当保护装置跳闸切断给某一用户供电的线路时，该供电线路上将出现电压中断，而相邻的非故障线路上将出现电压暂降。对于电力系统的许多故障，在故障期间相邻线路上都将发生不同程度的电压暂降。因此，电压暂降发生的次数远比电压中断发生的次数多。如果用电设备对电压暂降较敏感，则由电压暂降带来的问题的次数将显著增加。对某一用户来说，一次电压暂降带来的危害可能不如一次中断带来的危害大。但由于暂降发生次数较为频繁，所以从总体上看，暂降所带来的损失是巨大的。

4.1 CBEMA、ITIC 与 SEMI F47 曲线

20 世纪 80 年代，美国计算机商业设备制造者协会（Computer Business Equipment Manufacturing Association，CBEMA，现已改称 Information Technology Industry Council—ITIC 信息技术工业协会）基于大型计算机对电能质量的要求，提出了电压允许的 CBEMA 曲线，以防止电压扰动造成计算机及其控制装置误动和损坏。该曲线是根据大型计算机的实验数据和历史数据绘制的。对于其他敏感性负荷的 CBEMA 曲线，可参照该曲线并根据实际情况制定。

图 15.4-9 所示的 CBEMA 曲线，描述了计算机承受某种程度与持续时间的电压变化的能力。CBEMA 曲线可划分为合格与不合格电压变化两个区域。CBEMA 曲线的上下包络线分别表示过电压与低电压时合格与不合格电压的分界线，阴影部分为合格电压。由图 15.4-9 可知，允许的电压中断时间小于 8.33ms（即 60Hz 系统中的半个周波）。

CBEMA 改称信息技术工业协会后，其所属的第三技术委员会对图 15.4-9 的曲线进行了修订后称其为 ITIC 曲线，如图 15.4-10 所示。图 15.4-10 仍沿用图 15.4-9 的基本概念，即包络线内的电压为合格电压，而包络线外的电压为不合格电压。但与 CBEMA 曲线相比，ITIC 曲线的包络线进行了修订。图 15.4-10 中将光滑曲线改为折线，使电压幅值与持续时间有明确的对应关系；稳态电压容限从 106%和 87%改为 110%和 90%；下包络线的起始时间从 8.33ms 改为 20ms（超过 60Hz 系统的一个周波），表明计算机元件的

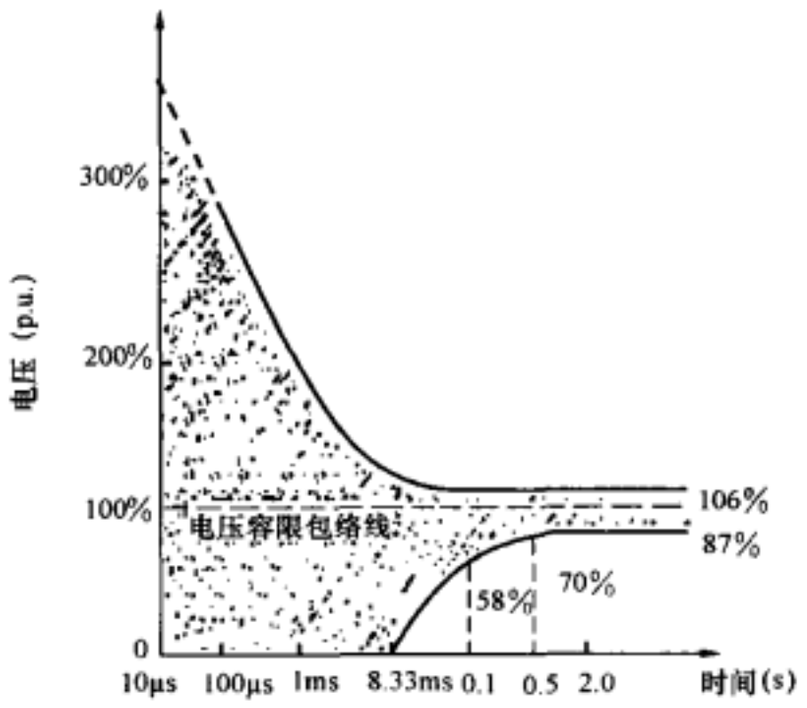


图 15.4-9　美国 CBEMA 电压容限曲线

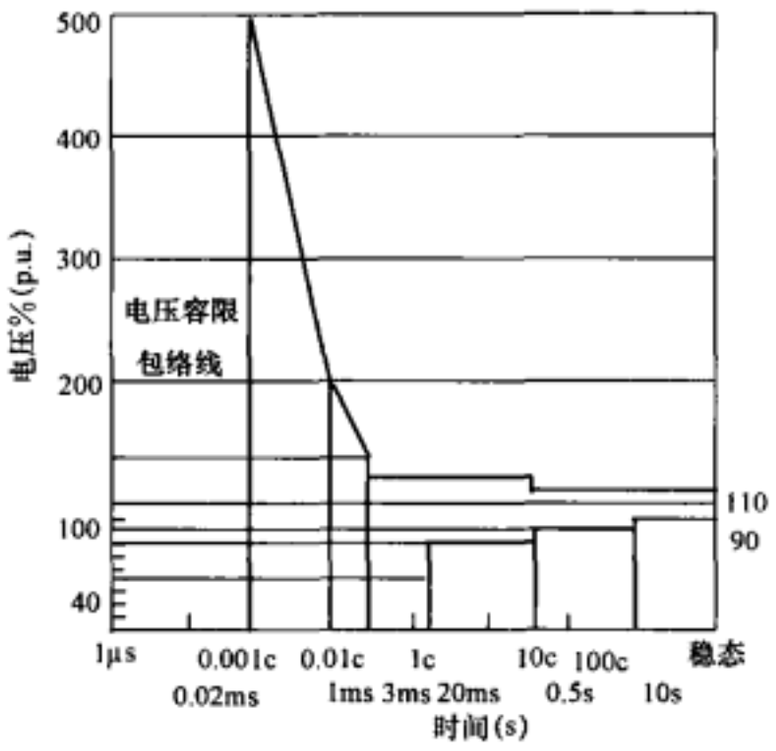


图 15.4-10　ITIC 曲线

断电耐受水平有了提高；横坐标既标明秒的单位，又标明 60Hz 系统的周波（图 15.4-10 中的 c）单位，更具实用性。

SEMI F47 是半导体加工设备的电压暂降抗扰力规范，定义了半导体加工、度量、自动化测试设备的电压暂降抗扰力（见表 15.4-2 和图 15.4-11 实线框内），规定了持续时间从 0.05～1.0s 的 60Hz 和 50Hz 工频下电压暂降容忍值。

从表 15.4-2 可见，该规范没有定义持续时间小于 0.05s 和大于 1s 的电压暂降容忍值，因此其推荐拓展 SEMI F47 曲线见图 15.4-11。

表 15.4-2　SEMI F47 电压暂降持续时间和承受值

持续时间			幅值
时间（s）	频率 60Hz（周波）	频率 50Hz（周波）	百分比
<0.05	<3	<2.5	无规定
0.05～0.2	3～12	2.5～10	50%
0.2～0.5	12～30	10～25	70%
0.5～1.0	30～60	25～50	80%
>1.0	>60	>50	无规定

4.2　典型设备对电压暂降的敏感度举例

严重的电压暂降将使用电设备停止工作，或引起所生产产品质量下降。而所谓的严重性则随用电设备的特性而异。一般而言，工业过程设备对电压暂降特别敏感，因为设备内任何一个元件由于电源出现问题都会使整个流程停止运转。这些工业过程涉及塑料、石化、纺织、造纸、半导体以及橡胶等领域。下面给出一些重要设备受电压暂降影响的例子。

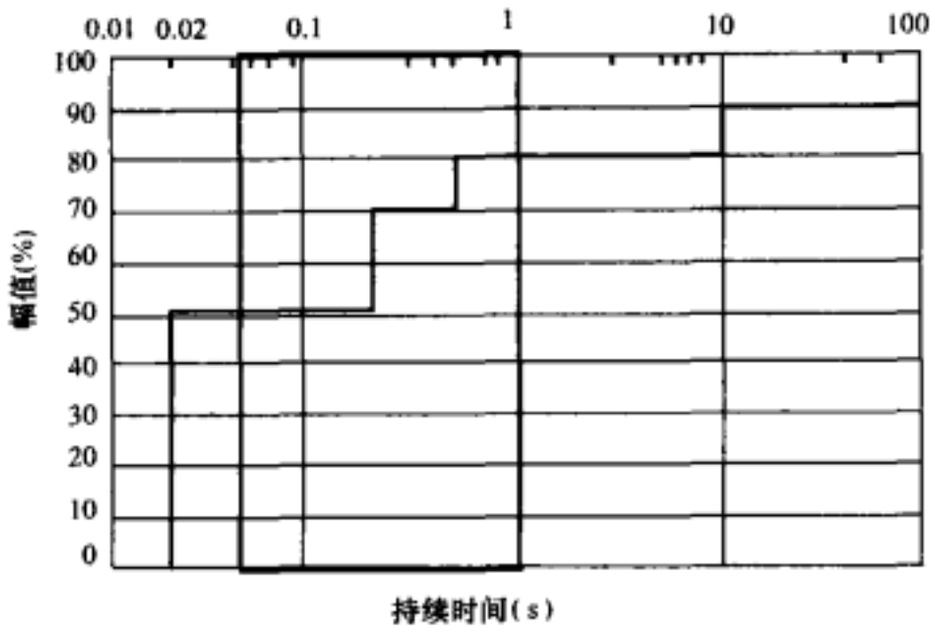


图 15.4-11　推荐的扩展 SEMI F47 曲线
（框内为 SEMI F47 规定部分）

4.2.1　冷却装置控制

对生产电子器件的厂家来说，在发生电压暂降的情况下，就会面临制冷用的大型电动机跳闸而停止工作所带来的问题。这些冷却装置是给整个芯片的生产和检测用设备提供水源的。在电压暂降较严重时，冷却装置可能跳闸，从而给生产造成严重的经济损失。

例如，电子器件生产厂家生产设备中采用的 120V、15VA 用来调节水温的过程控制器，会引起某些冷却装置跳闸。利用持续时间为 0.5～1000 周波的电压暂降仿真设备对该控制器进行测试的结果表明，该控制器对电压暂降非常敏感，不论暂降持续时间有多长，在 80%额定电压时就会断电停止工作。

4.2.2　直流电机驱动

在工业生产的很多领域，如印刷与塑料生产中，都广泛采用直流驱动。塑料的挤压生产过程就是直流电机驱动的一个非常典型的应用。在发生电压暂降期间，直流驱动的控制器和卷绕机都可能断电。由于塑料挤压生产过程的自动化程度很高，任何生产环节的中断都会造成巨大的损失。据国外文献介绍，塑料生产过程中每次电压暂降事件所带来的损失平均约为10 000美元，而每个工厂每年约经历 20～25 次电压暂降事件。

由国外初步监测结果可知，当电压降低到额定值的 88%时，挤压机就开始出现问题。而距离工厂几英里远的故障就会引起工厂电压降低至额定值的 88%。

4.2.3　可编程逻辑控制器（PLC）

对工业处理过程来说，PLC 是一类非常重要的装置，因为整个工业流程通常都是在这些装置的控制下进行的。各类 PLC 对电压暂降的敏感程度有很大差别，但一般来讲，PLC 中的某些部分对电压暂降非常敏感。例如，电压仅有几个周波低于 90%额定值，远端 I/O 单元就会跳闸。图 15.4-12 为两个不同 PLC 的电压暂降承受能力测试结果，从图中可以看到同一功能不同型式的 PLC 对不同电压暂降的承受能力。较新的类型 1 控制器在电压降低至额定值的 50%～60%时就较为敏感，而较早的类型 2 控制器则能够承

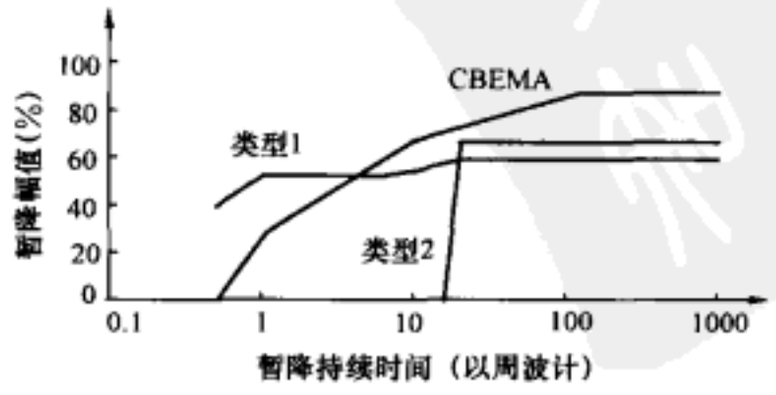


图 15.4-12　可编程逻辑控制器对电压暂降的敏感度

受 15 个周波的零电压。这说明电子装置正在变得对电压变化越来越敏感，亦即随着高新技术的发展，电压暂降所带来的危害有加重的趋势，应当引起关注。

4.2.4 机械装置

通常，这一领域的自动装置或复杂机械用于切割、钻孔与金属处理等。电压的任何变化都会影响被加工部件的质量。

机械装置对电压变化敏感的另一个原因出自于安全性的考虑。自动装置通常需要非常平稳的电压以保证其正常安全运行。电压的任何波动，特别是电压暂降，都可能引起自动装置或复杂机械的不安全运行。因此，这种类型的机械装置通常设定在 90%额定电压时跳闸。

4.2.5 可调速驱动（ASD）

可调速驱动装置在下列情况下可能跳闸：

为了防止对可调速驱动中电力电子元件的损坏，当驱动控制器的保护检测到工作条件突然变化时，使可调速驱动跳闸；电压暂降引起的直流母线电压的降低，将引起驱动控制器或 PWM 逆变器的误动或跳闸；电压暂降期间交流侧电流的增大或暂降结束后的过电流，使直流电容充电，将引起过电流跳闸，使保护电力电子元件的熔断器熔断；由电压暂降引起的电机速度的降低或转矩的变化。

还需注意的是，当装置电源跳闸之后，有的驱动装置随着电压恢复可立即重新起动，有的将在一定延迟之后才能重新起动，还有一些驱动装置则必须手动才能重起动。

5 电压暂降临界距离与凹陷域

系统中出现短路故障时，可通过对公共连接点（PCC）电压暂降幅值的计算，然后与允许给定电压作比较，从而判断是否对 PCC 上某一敏感性用电负荷产生不利影响。反之，在已知允许给定电压的情况下，也可以确定系统中何处发生故障时会引起 PCC 电压降低到超过该允许电压值，并进而确定使相关敏感性负荷不能正常工作的故障点所在区域（简称凹陷域）。

5.1 辐射状配电系统的电压暂降幅值与临界距离

对于辐射状配电系统，可用图 15.4-13 所示的电压分配器电路描述。忽略负荷电流，并假设电源电压 $E=1.0$ p. u.，则故障引起的 PCC 点亦即负荷端的电压暂降幅值为

$$U_{sag}=\frac{Z_F}{Z_F+Z_S} \tag{15.4-4}$$

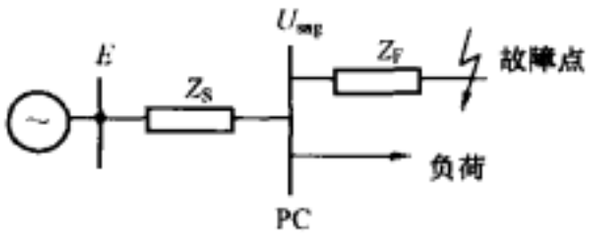


图 15.4-13 电压暂降的电压分配器模型

式中：Z_F 为故障点与 PCC 点之间的线路阻抗，Ω；Z_S 为 PCC 点与电源之间的系统阻抗，Ω。

令 $Z_F=zl$，l 为故障点与 PCC 点之间的距离，z 为单位长度线路阻抗。则

$$U_{sag}=\frac{zl}{zl+Z_S} \tag{15.4-5}$$

定义 PCC 电压降低到等于临界电压 U 时，故障点与 PCC 之间的距离为临界距离。假设线路阻抗与系统阻抗的 X/R 值相等，则由式（15.4-5）可得临界距离 l_{crit} 为

$$l_{crit}=\frac{Z_S}{z}\times\frac{U}{1-U} \tag{15.4-6}$$

在临界距离 l_{crit} 内发生的相关故障将使 PCC 的敏感性负荷非正常工作。

严格地说，式（15.4-6）仅适用于单相系统。对于三相系统的三相故障，如果 Z_S 和 z 采用正序阻抗，式（15.4-6）仍可使用；对于单相故障，应采用正序、负序和零序阻抗之和，式中电压为故障相的相对地电压；对于两相故障，应采用正序和负序阻抗之和，式中电压为故障相之间的电压。

当系统与线路的阻抗均为复数时，仍可采用与式（15.4-5）相同的方法计算故障引起的 PCC 点亦即负荷端的电压暂降幅值，相对应的临界距离 l_{crit} 为

$$l_{crit}=\frac{Z_S}{z}\times\frac{U}{1-U}\left(\frac{U\cos\alpha+\sqrt{1-U^2\sin^2\alpha}}{U+1}\right) \tag{15.4-7}$$

其中，$Z_S=|R_S+jX_S|$，$z=|r+jx|$，α 为系统阻抗与线路阻抗在复平面上的夹角，即阻抗角

$$\alpha=\arctan\left(\frac{X_S}{R_S}\right)-\arctan\left(\frac{x}{r}\right) \tag{15.4-8}$$

假设系统和线路的 X/R 值相等，则 $\alpha=0$，式（15.4-7）可简化为式（15.4-6）。尽管上述假设并不总是成立，但在多数情况下，用式（15.4-6）计算即可得到较满意的结果，特别是在没有足够数据计算阻抗角的情况下。

将式（15.4-7）进行近似，可得到在阻抗角较大时，临界距离较精确的计算关系

$$l_{crit}=\frac{Z_S}{z}\times\frac{U}{1-U}[1-U(1-\cos\alpha)] \tag{15.4-9}$$

5.2 非辐射状配电系统的电压暂降幅值与临界距离

前面所介绍的电压暂降幅值与临界距离的确定方法，仅适用于主要是辐射状网络的配电系统。对于非辐射状配电系统，应针对具体情况进行分析。

例如，图 15.4-14 所示为某一带有地方发电机的配电系统，图中 Z_1 为 PCC 点的系统阻抗，Z_2 为故障点与 PCC 点之间的阻抗，Z_3 为 PCC 和发电机母线间的阻抗，Z_4 为地方发电机的暂态电抗。忽略负荷电流，并假设两个发电机的端电压相同，可得负荷端的暂降电压幅值

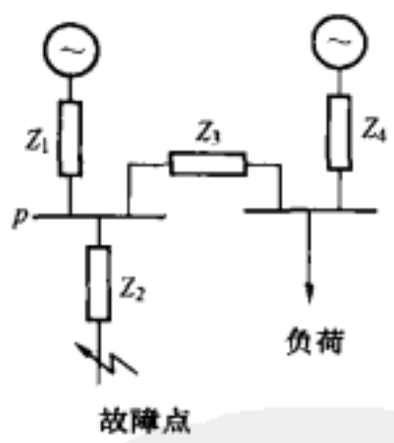


图 15.4-14 有地方发电机供电系统的等值电路

$$U_{sag}=1-\frac{Z_1Z_4}{Z_2(Z_1+Z_3+Z_4)+Z_1(Z_3+Z_4)} \tag{15.4-10}$$

令 $Z_2=zl$，临界电压为 U，可得临界距离为

$$l_{crit}=\frac{Z_1}{z(Z_1+Z_3+Z_4)}\left(Z_4\frac{U}{1-U}-Z_3\right) \tag{15.4-11}$$

又如，图 15.4-15 所示为同一电源、两个支路的配电系统。假设 Z_1 和 Z_2 为两条线路的阻抗，Z_0 为系统阻抗，线路 1 在距电源 p 处发生故障，则负荷母线电压暂降由式（15.4-12）决定

$$U_{sag}=\frac{p(1-p)Z_1^2}{Z_0(Z_1+Z_2)+pZ_1Z_2+p(1-p)Z_1^2} \tag{15.4-12}$$

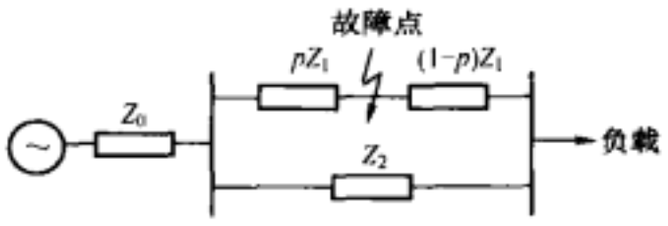


图15.4-15　双回路供电系统等值电路

当 $p=0$ 或 $p=1$ 时，电压暂降幅值为 0。通过合理的假设，也可对临界距离进行描述。

5.3　凹陷域

将系统中发生故障引起电压暂降，因而使所关心的某一点敏感性负荷不能正常工作的故障点所在区域称为凹陷域。在凹陷域以内发生的相关故障引起的电压暂降，将使所关心的敏感性负荷不能正常工作；在凹陷域外发生的相关故障引起的电压暂降，将不会影响所关心的敏感性负荷的正常工作。

显然，凹陷域可采用临界距离计算的方法来确定。将敏感负荷所在母线的所有馈电线上与设定临界电压对应的各临界距离点连接起来，可得到与所设定临界电压相对应的凹陷域。图 15.4-16 以可靠性测试系统 IEEE RBTS 的 Bus4 母线为例，给出了临界电压分别为额定电压的 30%、50%、70%、80%和 90%时所对应的凹陷域。

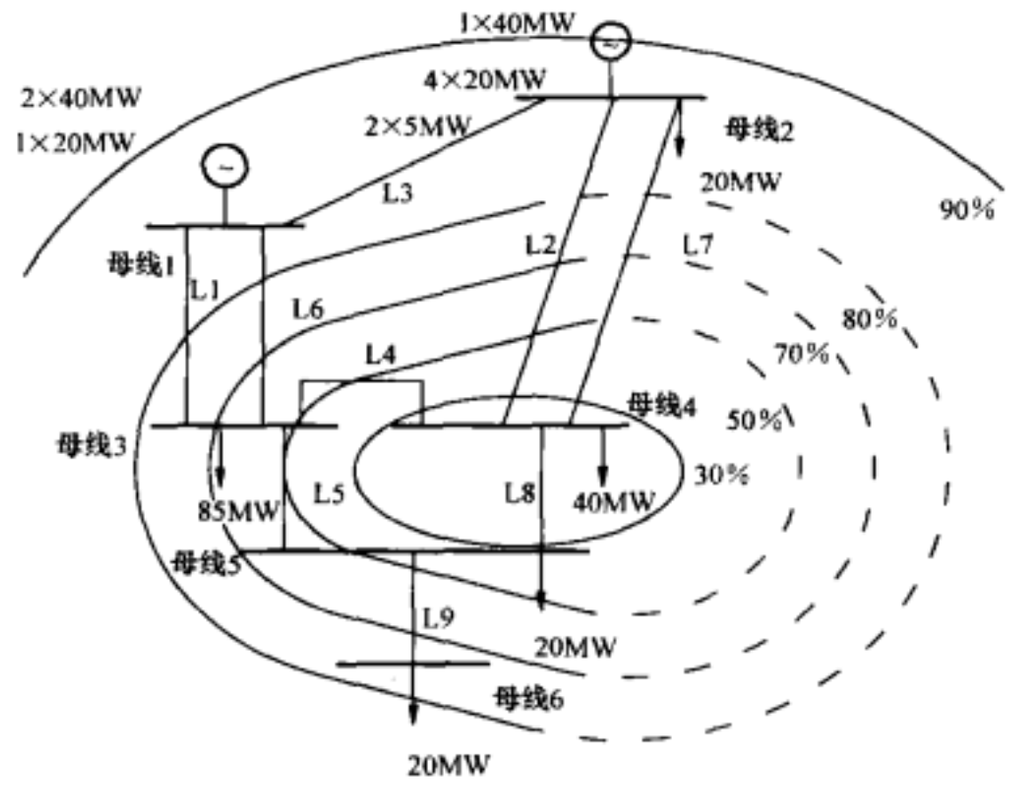


图 15.4-16　IEEE RBTS 的 Bus4 母线暂降域示意图

采用临界距离方法确定凹陷域，具有计算简单的优点。该方法的缺点是未考虑暂降持续时间等特征量对凹陷域的影响。计及其他特征量的影响，可考虑采用凹陷域分析的故障点法。在已知系统结构的情况下，该方法首先通过分析各种可能发生的故障对敏感负荷所产生的电压暂降影响，将系统粗略地划分为若干部分，具有相同暂降特征的为同一部分，各部分由一个故障点代表；然后对各种故障进行仿真或短路计算，得到暂降幅值、相位跳变和持续时间等特征量；再由各特征量准确地判断可能带给所关心负荷不良影响的故障所在区域，即凹陷域。

6　三相不平衡电压暂降

电力系统发生不对称故障时，将引起不平衡电压暂降。分析不对称故障时电压暂降的三序网络如图 15.4-17 所示，图中 U_1、U_2 和 U_0 分别表示 PCC 的正序、负序和零序电压，Z_{S1}、Z_{S2}、Z_{S0} 和 Z_{F1}、Z_{F2}、Z_{F0} 分别为相应的系统阻抗和线路阻抗，I_1、I_2 和 I_0 分别为相应的故障电流。

6.1　单相故障

对于单相故障，图 15.4-17 的三个序网应在故障位置处

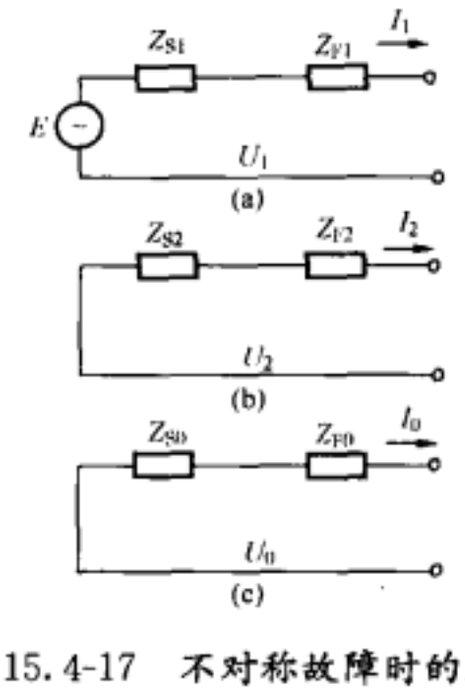


图 15.4-17　不对称故障时的正、负和零序网络

(a) 正序网络；(b) 负序网络；(c) 零序网络

串联连接。以 a 相发生故障为例，仍假设电源电动势 $E=1.0$ p. u.。对于直接接地系统，系统三序阻抗通常相等，可求得故障期间电压为

$$\left.\begin{aligned} U_a &= 1-\frac{Z_{S1}}{\frac{1}{3}(Z_{F1}+Z_{F2}+Z_{F0})+Z_{S1}} \\ U_b &= a^2 \\ U_c &= a \end{aligned}\right\} \tag{15.4-13}$$

式中：$a=-\frac{1}{2}+\mathrm{j}\frac{\sqrt{3}}{2}$。对于经电阻或高阻抗接地系统，假设正序和负序系统阻抗相等。对于设备端所承受的电压暂降来说，电压中的零序分量一般不起作用。可证明，从用电设备端来看，故障期间电压与式（15.4-13）相似。

6.2　相间故障

对于相间故障，图 15.4-17 的正、负序网络相并联。认为正、负序系统阻抗相等，则 b 相和 c 相之间发生故障时的三相电压可求得为

$$\left.\begin{aligned} U_a &= 1 \\ U_b &= a^2-\frac{(a^2-a)Z_{S1}}{2Z_{S1}+2Z_{F1}} \\ U_c &= a+\frac{(a^2-a)Z_{S1}}{2Z_{S1}+2Z_{F1}} \end{aligned}\right\} \tag{15.4-14}$$

6.3　两相接地故障

对于两相接地故障，图 15.4-17 的三个序网并联。发生 b、c 相接地故障时，可求出三相电压为

$$\left.\begin{aligned} U_a &= 1+\frac{(Z_{S2}-Z_{S1})\times(Z_{S0}+Z_{F0})}{D}+\frac{(Z_{S0}-Z_{S1})\times(Z_{S2}+Z_{F2})}{D} \\ U_b &= a^2+\frac{(aZ_{S2}-a^2Z_{S1})\times(Z_{S0}+Z_{F0})}{D}+\frac{(Z_{S0}-a^2Z_{S1})\times(Z_{S2}+Z_{F2})}{D} \\ U_c &= a+\frac{(a^2Z_{S2}-aZ_{S1})\times(Z_{S0}+Z_{F0})}{D}+\frac{(Z_{S0}-aZ_{S1})\times(Z_{S2}+Z_{F2})}{D} \end{aligned}\right\} \tag{15.4-15}$$

有两个因素会影响非故障相电压 U_a 的变化：正、负序系统阻抗的差值与正、零序系统阻抗的差值。一般情况下，负序和正序阻抗值非常接近，因此，式（15.4-15）中 U_a 的第二项可忽略。而与正、零序系统阻抗差值相关的第三项，将会引起电压的较大改变。由于零序系统阻抗通常大于正序

阻抗，所以，非故障相的电压通常会升高。

6.4 三相不平衡电压暂降分类

一般情况下我们往往更关心用电设备端的电压。用电设备端的电压不仅与其所连接母线的电压有关，而且和母线与设备之间变压器绕组的连接方式有关。同时，负荷的连接方式也会影响设备端的电压。

6.4.1 单相和相间故障

6.4.1.1 单相故障

由式（15.4-13）可知，单相直接接地故障引起故障相电压降低，而另两相电压不变。这里仍假定 a 相发生故障，U 为故障相的电压标幺值，则三相电压可表示为

$$\left.\begin{aligned}\dot{U}_a &= U\\ \dot{U}_b &= -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\\ \dot{U}_c &= -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\end{aligned}\right\} \tag{15.4-16}$$

不考虑变压器时，对星形连接负荷，式（15.4-16）即为用电设备端的电压。

6.4.1.2 相间故障

由式（15.4-14）可知，相间故障时两故障相电压相互接近，而第三相电压不变。假设 $\sqrt{3}U/2$ 为故障相电压在虚轴上的投影，则故障期间三相电压为

$$\left.\begin{aligned}\dot{U}_a &= 1\\ \dot{U}_b &= -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}U\\ \dot{U}_c &= -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}U\end{aligned}\right\} \tag{15.4-17}$$

上式适用于星形连接的负荷，对三角形连接负荷可求得所承受的电压暂降为

$$\left.\begin{aligned}\dot{U}_a &= U\\ \dot{U}_b &= -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\\ \dot{U}_c &= -\frac{1}{2}U + j\frac{\sqrt{3}}{2}\end{aligned}\right\} \tag{15.4-18}$$

对于星形连接的负荷，发生相间故障时有两相电压降低；而对于三角形连接的负荷，则三相电压均降低。在 $U=0$ 时，星形连接的负荷电压降到最小值 50%，而三角形连接的负荷的某一相电压则为零。

发生单相故障时，可证明三角形连接负荷承受的电压与式（15.4-17）相似，只需将式（15.4-17）中的 U 用 $1/3+2/3U$ 代替即可。

6.4.2 变压器对电压暂降的影响

为描述暂降在不同电压等级之间的传递，可将变压器分为三种类型。

一、二次侧电压标幺值相等的变压器，即一、二次侧均接地的 Yy 变压器；去掉零序电压的变压器，变压器二次侧电压等于一次侧电压减去零序分量，属于该类型的变压器有：单边或两边均不接地的 Yy 变压器、Dd 与 Dz 变压器；线电压与相电压互换的变压器，变压器二次侧电压等于两个一次侧电压的差，Dy、Yd 与 Yz 接线变压器属于该类型变压器。

当发生单相和相间故障时，通过对不同负荷连接和不同变压器类型情况进行电压暂降的分析可知，所有的电压暂降都可归结为式（15.4-16）、式（15.4-17）和式（15.4-18）三种基本类型。

6.4.3 四种型式的电压暂降

除上面所述的三种基本类型电压暂降外，由三相故障引起的三相电压的降低，可认为是第四种型式的电压暂降，表示为

$$\left.\begin{aligned}\dot{U}_a &= U\\ \dot{U}_b &= -\frac{1}{2}U - j\frac{\sqrt{3}}{2}U\\ \dot{U}_c &= -\frac{1}{2}U + j\frac{\sqrt{3}}{2}U\end{aligned}\right\} \tag{15.4-19}$$

将四种型式的电压暂降分别命名为类型 A、类型 B、类型 C 和类型 D，对应地可用式（15.4-16）、式（15.4-17）、式（15.4-18）和式（15.4-19）表示，其相量图如图15.4-18所示，图中点划线为故障前电压矢量，实线对应于 50%电压暂降。对类型 A，三相电压降低的幅值相同；对类型 B，只有一相电压幅值降低；对类型 C，两相电压幅值降低并且相角发生变化，第三相电压不发生变化；对类型 D，两相电压幅值降低并且相角发生变化，第三相电压仅幅值降低。

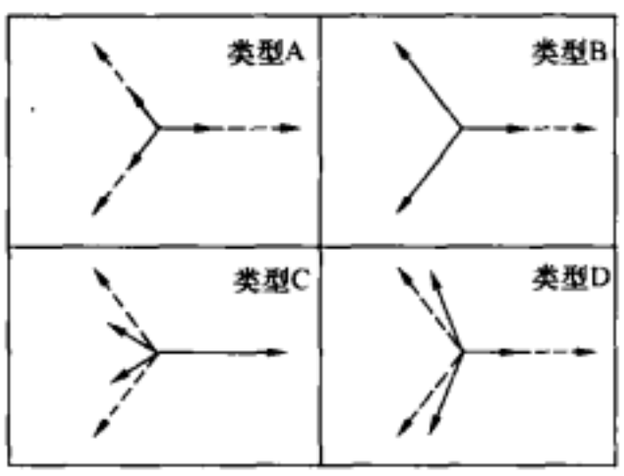


图 15.4-18 四种类型电压暂降的相量图

6.4.4 两相接地故障

假设正、负、零序系统阻抗相等，由式（15.4-15）可将两相接地故障所引起的 PCC 点相电压表示为

$$\left.\begin{aligned}\dot{U}_a &= 1\\ \dot{U}_b &= -\frac{1}{2}U - j\frac{\sqrt{3}}{2}U\\ \dot{U}_c &= -\frac{1}{2}U + j\frac{\sqrt{3}}{2}U\end{aligned}\right\} \tag{15.4-20}$$

由于假设电源电压为 1.0 p.u.，式中 $U=\dfrac{Z_{FI}}{Z_{SI}+Z_{FI}}$。

经过一个第三种类型变压器后，电压为

$$\left.\begin{aligned}\dot{U}_a &= U\\ \dot{U}_b &= -\frac{1}{2}U - j\frac{\sqrt{3}}{3} - j\frac{\sqrt{3}}{6}U\\ \dot{U}_c &= -\frac{1}{2}U + j\frac{\sqrt{3}}{3} + j\frac{\sqrt{3}}{6}U\end{aligned}\right\} \tag{15.4-21}$$

经过两个第三种类型变压器或一个第二种类型变压器后，电压为

$$\left.\begin{aligned}\dot{U}_a &= \frac{2}{3} + \frac{1}{3}U\\ \dot{U}_b &= -\frac{1}{3} - \frac{1}{6}U - j\frac{\sqrt{3}}{2}U\\ \dot{U}_c &= -\frac{1}{3} - \frac{1}{6}U + j\frac{\sqrt{3}}{2}U\end{aligned}\right\} \tag{15.4-22}$$

这三种暂降情况不同于前面分析的四种类型，分别称之为类型 E、F 和 G，相量图如图 15.4-19 所示。当零序系统阻抗大于正序系统阻抗时，两相接地故障引起的电压暂降将处在类型 C 和 G 或类型 D 和 F 之间。

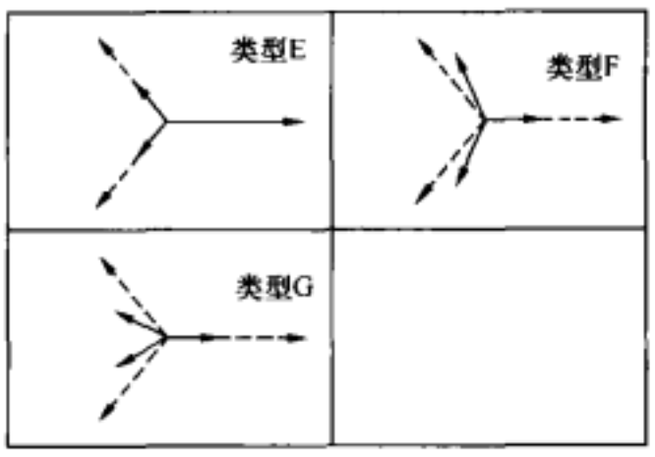


图 15.4-19　两相接地故障引起的三相不平衡电压暂降类型及相量图

表 15.4-3 和表 15.4-4 总结了故障类型、暂降类型、负荷连接关系以及暂降向低电压等级的变换。

表 15.4-3　故障类型、暂降类型与负荷连接

故障类型 \ 连接方式	星　形	三角形
三相故障	A	A
两相接地故障	E	F
相间故障	C	D
单相故障	B	C

表 15.4-4　电压暂降类型向低电压等级的变换

变压器连接	一次侧暂降类型						
	A	B	C	D	E	F	G
YN；yn	A	B	C	D	E	F	G
Yy；Dd；Dz	A	D*	C	D	G	F	G
Yd；Dy；Yz	A	C*	D	C	F	G	F

对于表中以星号标识的暂降，应将相应表达式中的 U 用 $1/3+2/3U$ 代替。U 为 PCC 故障相（或故障相之间）的电压。表 15.4-3 和表 15.4-4 可用于决定在系统某处发生故障时，三相负荷将承受哪种类型的暂降。

还应注意到，故障不仅会引起公共连接点电压幅值的降低，而且会引起电压的相位跳变。电压出现相位跳变是由于系统和线路的 X/R 值不同，或不平衡暂降向低压系统传递引起的。考虑电压发生相位跳变时，前面的电压暂降关系式应做相应修改。如对于单相故障引起的电压暂降，若相位跳变角为 α，则应将相应关系式中的 U 用 $U\cos\alpha - jU\sin\alpha$ 替代。

7　感应电机起动引起的电压暂降

除短路故障外，引起电压暂降的另一重要原因是大容量感应电机的起动。感应电机起动时，将从电源汲取比正常工作时大得多的电流，其典型值为额定工作电流的 5～6 倍。起动过程中，电机转速上升达到额定值的时间一般约为几秒钟到 1min，在此之前，电机电流一直维持较大值。

电机起动引起的电压暂降所持续的时间与许多电机参数有关。其中，电机的惯性是最重要的参数之一。电气转矩与电压的平方成正比，例如，90%的电压暂降将使转矩下降到 81%。机械负荷转矩与电气转矩的差决定了电机的加速度，进而决定了起动加速的时间。在额定电压下，在大多数起动过程中都可假设机械负荷转矩为电气转矩的一半。当电压降低时，电气转矩与机械负荷转矩之间的差，即加速转矩也将降低，这将导致较长的加速时间，从而也使电压暂降的持续时间较长。

第 5 章 电 力 系 统 谐 波

1 概述

20 世纪 80 年代以来，各种电力电子装置的应用日益广泛。然而，这些装置工作时不可避免地会向电网注入谐波电流，使公共连接点的电压波形畸变，对电力系统的安全、优质、经济运行构成潜在的威胁，给周围电气环境带来极大的污染。具体来说，谐波将使电能的生产、传输和利用效率降低，使电气设备过负荷、发热甚至烧毁，引起电力系统局部并联谐振或串联谐振，引起继电保护和自动装置误动作，使电能计量出现误差等，严重干扰和危害电子设备和保护控制设备的性能及正常工作。

2 波形畸变的基本概念

2.1 谐波畸变

波形畸变是由电力系统中的非线性设备引起的。如在图 15.5-1 中的非线性电阻上施加正弦电压，该电阻上流过的电流却是非正弦的，即出现了谐波畸变问题。

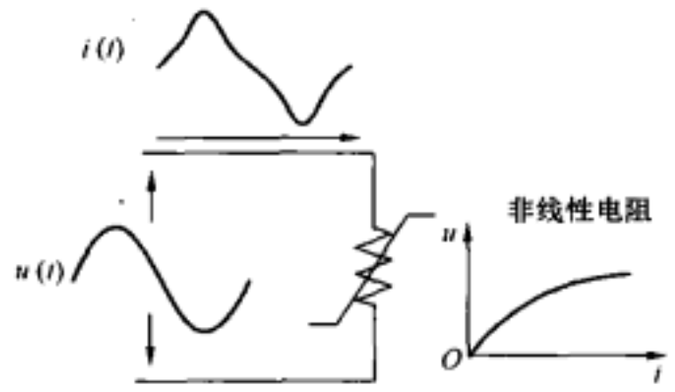


图 15.5-1 非线性电阻引起的电流畸变

国际上公认的谐波定义为："谐波是一个周期电气量的正弦波分量，其频率为基波频率的整倍数"。

关于工程实际中出现的谐波问题的描述及其性质需明确下列几个问题：

（1）所谓谐波，其次数 h 必须为基波频率的整数倍。

（2）间谐波和次谐波。在一定的供电系统条件下，有些用电负荷会出现非工频频率整数倍的周期性电流的波动，从而出现非基波整数倍频率的电流分量，称为分数谐波，或称为间谐波。频率低于工频的间谐波又称为次谐波。

（3）谐波和暂态现象。暂态过程的波形是一个带有明显高频分量的畸变波形，但这些高频分量并不是谐波，与系统的基波频率无关。谐波是在稳态情况下出现的，并且其频率是基波频率的整数倍。产生谐波的畸变波形是连续的，或至少持续几秒钟，而暂态现象则通常在几个周期后就消失了。

（4）短时间谐波。对于短时间的冲击电流，例如，变压器空载合闸的励磁涌流，按周期函数分解，将包含短时间的谐波和间谐波电流，称为短时间的谐波电流或快速变化谐波电流，应将其与电力系统稳态和准稳态谐波区别开来。

（5）陷波。换流装置在换相时，会导致电压波形出现陷波或称换相缺口。这种畸变虽然也是周期性的，但与通常所说的谐波问题不同。

2.2 均方根值和总谐波畸变率

在频域分析中，将畸变的周期性电压和电流分解成如下形式的傅里叶级数

$$u(t)=\sum_{h=1}^{M}\sqrt{2}U_h\sin(h\omega_1 t+\alpha_h) \tag{15.5-1}$$

$$i(t)=\sum_{h=1}^{M}\sqrt{2}I_h\sin(h\omega_1 t+\beta_h) \tag{15.5-2}$$

式中：ω_1 为工频（即基波）的角频率，rad/s；h 为谐波次数；U_h、I_h 分别为第 h 次谐波电压和电流的均方根值，V，A；α_h、β_h 分别为第 h 次谐波电压和电流的初相角，rad；M 为所考虑的谐波最高次数，由波形的畸变程度和分析的准确度要求来决定，通常取 $M\leqslant 50$。在现行的国家标准中，谐波电流的最高次数设定为 25 次。

畸变周期性电压和电流总均方根值的确定仍可根据均方根值的定义进行。以电流为例，$i(t)$ 的均方根值 I 根据定义可表示为

$$I=\sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T i^2(t)\mathrm{d}t}=\sqrt{I_1^2+\sum_{h=2}^{M}I_h^2} \tag{15.5-3}$$

如式（15.5-1）和式（15.5-2）所示，虽然各次谐波分量均方根值与其峰值之间存在 $\sqrt{2}$ 的比例关系，但是 $i(t)$ 的峰值与它的均方根值 I 之间却不存在这样简单的比例关系。例如图 15.5-2（a）、（b）所示的两个畸变电流波形，它们都只含有基波和 3 次谐波两个分量，且其幅值分别相等，因而其均方根值也相等。但由于 3 次谐波分量的初相角不同，故畸变电流波形明显不同，其峰值也不相同。

某次谐波分量的大小，常以该次谐波的均方根值与基波均方根值的百分比表示，称为该次谐波的含有率 HR_h，h 次谐波电流的含有率 HRI_h 为

$$HRI_h=\frac{I_h}{I_1}\times 100\% \tag{15.5-4}$$

畸变波形因谐波引起的偏离正弦波形的程度，以总谐波畸变率 THD 表示。电流总谐波畸变率 THD_I 为

$$THD_I=\frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{M}I_h^2}}{I_1}\times 100\% \tag{15.5-5}$$

电压均方根值 U、含有率 HRU_h 和总谐波畸变率 THD_U 的计算同式（15.5-3）～式（15.5-5），只需将其中的电流变量改为电压变量即可。

2.3 非正弦电路的功率和功率因数

当电压和电流都为非正弦波时，有功功率的表达式为

$$P=\frac{1}{T}\int_0^T ui\,\mathrm{d}t=\sum_h U_h I_h\cos\varphi_h \tag{15.5-6}$$

式中：φ_h 为第 h 次谐波电压与谐波电流的相角差。

仿照上式，定义非正弦条件下无功功率为

$$Q_f=\sum_h U_h I_h\sin\varphi_h \tag{15.5-7}$$

如何在有谐波畸变时对无功功率进行定义，在电工学界

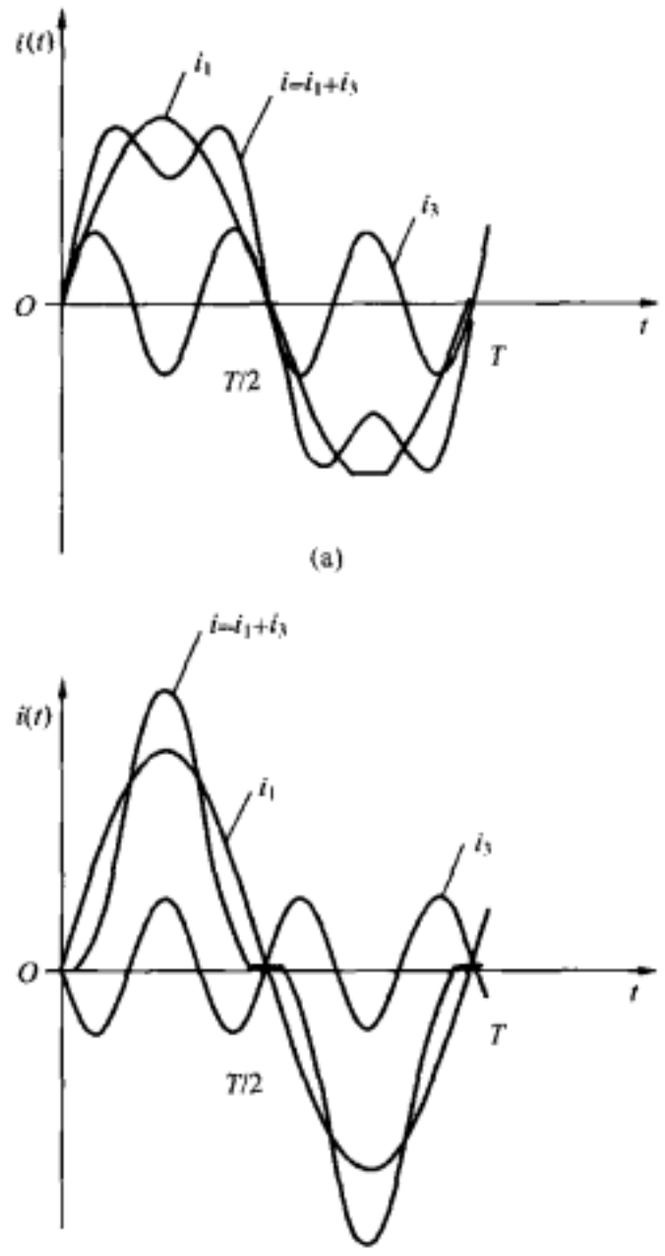


图 15.5-2　谐波初相角对波形的影响

（a）三次谐波初相角与基波的相同；

（b）三次谐波初相角与基波的相差 180°

研究者中有不同的意见。式（15.5-7）中 Q_f 的下角标 f 表示它是根据频域分析而定义的，Q_f 实际上没有正弦波情况下能量交换的最大量度等明确的物理意义。

非正弦情况下，视在功率仍定义为电压和电流均方根值的乘积

$$S = UI = \sqrt{\left(\sum_h U_h^2\right)\left(\sum_h I_h^2\right)} \qquad (15.5\text{-}8)$$

假定电压波形按正弦函数变化，这同实际情况较接近，则功率因数为

$$PF = \frac{P}{S} = \frac{UI_1\cos\varphi_1}{UI} = \frac{I_1}{I}\cos\varphi_1 = \frac{1}{\sqrt{1+THD_i^2}}\cos\varphi_1 \qquad (15.5\text{-}9)$$

定义相移功率因数为

$$DPF = \cos\varphi_1 \qquad (15.5\text{-}10)$$

因此功率因数为

$$PF = \frac{I_1}{I}DPF \qquad (15.5\text{-}11)$$

由此可以看出，非正弦条件下功率因数受到两方面影响：①相移功率因数，即基频电压电流的相位差；②电流的基波分量所占比例，即电流畸变程度。

2.4　三相电路中的谐波

在对称三相电路中，各相电压（电流）变化规律相同，但在时间上依次相差 1/3 周期。三相对称非正弦电压也符合这种关系。A、B、C 三相电压中所含第 h 次谐波可表示为

$$u_{ah} = \sqrt{2}U_h\sin(h\omega_1 t + \varphi_h) \qquad (15.5\text{-}12)$$

$$u_{bh} = \sqrt{2}U_h\sin(h\omega_1 t + \varphi_h - h\times 120^\circ) \qquad (15.5\text{-}13)$$

$$u_{ch} = \sqrt{2}U_h\sin(h\omega_1 t + \varphi_h + h\times 120^\circ) \qquad (15.5\text{-}14)$$

当 $h=3k+1$（$k=0$，1，2，…）时，三相电压谐波的相序都与基波相序相同，即第 1、4、7、10 等次谐波都为正序性谐波；当 $h=3k+2$ 时，三相电压谐波的相序都与基波相序相反，即第 2、5、8、11 等次谐波都为负序性谐波；当 $h=3k+3$ 时，三相电压谐波都有相同的相位，即第 3、6、9、12 等次谐波都为零序性谐波。

与电压情况相同，电流的各次谐波同样具有不同的相序特性。

上述结论是在三相基波电压完全对称、三相电压波形完全一样的条件下得到的。实际电网不完全符合以上两个假设条件。从我国电网的实测结果和对谐波源谐波电流的产生及零序分量通路的分析可知，在实际电网中，（$3k+1$）次谐波以正序分量为主，也存在较小的负序分量；（$3k+2$）次谐波以负序分量为主，也存在较小的正序分量；（$3k+3$）次谐波经常是模值相近的正序分量和负序分量，仅在三相四线制的低压配电网中才有较大的零序分量。

不对称三相系统各次谐波的相序特性与对称时不同，各次谐波都可能不对称，可用对称分量法将它们分解为零序、正序和负序三个对称分量系统进行研究。

3　供用电系统典型谐波源

系统中产生谐波的设备即谐波源，是具有非线性特性的用电设备。当前，电力系统的谐波源，就其非线性特性而言主要有三大类：

（1）铁磁饱和型：各种铁芯设备，如变压器、电抗器等，其铁磁饱和特性呈现非线性。

（2）电子开关型：主要为各种交直流换流装置、双向晶闸管可控开关设备、PWM 变频器以及开关电源等电力电子设备。

（3）电弧型：交流电弧炉、交流电焊机以及荧光灯等。这些设备，即使供给它理想的正弦波电压，它取用的电流也是非正弦的，即有谐波电流存在。其谐波电流含量基本决定于它本身的特性和工作状况以及施加给它的电压，而与电力系统的参数关系不大，因而常被看作谐波恒流源。

3.1　磁饱和装置

该类装置包括变压器和其他带有铁芯的电磁设备以及电机等。铁芯的非线性磁化特性将引起谐波。

变压器的励磁回路实质上就是具有铁芯绕组的电路。当变压器运行点在磁化饱和特性曲线“拐点”下方时，处于线性状态；而当其运行点位于“拐点”上方时，磁化曲线是非线性的，即使外加电压是纯正弦波，电流也要发生畸变。如图 15.5-3 所示，电流为正负半周对称的波形，只含有以 3

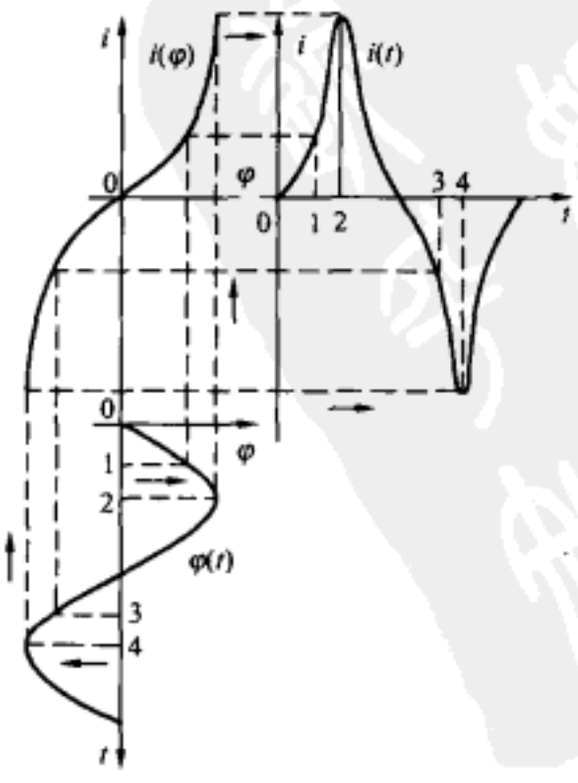


图 15.5-3　电压磁通为正弦波时变压器励磁电流波形

次谐波为主的奇次谐波。

变压器的励磁电流及其所含谐波电流随电压升高和磁饱和程度的加深而增大。由于现代制造的变压器常设计在额定电压时的磁密已接近磁化饱和特性曲线的拐点，所以当电压超过额定值后，变压器谐波电流随电压升高而迅速增加。正常运行时，电压在额定值附近，铁芯工作在线性或轻度饱和范围，谐波含量不大。但在轻负荷期间，运行电压较高，铁芯饱和程度变深，谐波含量增大。

单相或三相 Y 形中性点接地的变压器电流中含有大量的 3 次谐波电流。△形接线和 Y 形中性点不接地变压器，可防止像三倍频率谐波这样的零序性谐波电流的流通。

3.2 整流装置

目前，电力系统中最重要的非线性负荷是产生谐波电流并具有相当容量的功率换流器。各种各样的二极管与晶闸管换流器，如大到直流输电用的整流和逆变装置，小到电池充电器等，遍布于电力系统的各个电压等级。

3.2.1 单相全控桥式整流器

中小容量整流装置中常采用的单相全控桥式整流电路如图 15.5-4（a）所示。假设直流侧电感足够大，稳态工作时 i_d（t）$\approx I_d$ 为常数。在电源电压过零变正后的某一时刻（$\omega t=\alpha$），给 V1 和 V2 加上触发信号，整流电路工作电压、电流波形如图 15.5-4（b）所示。

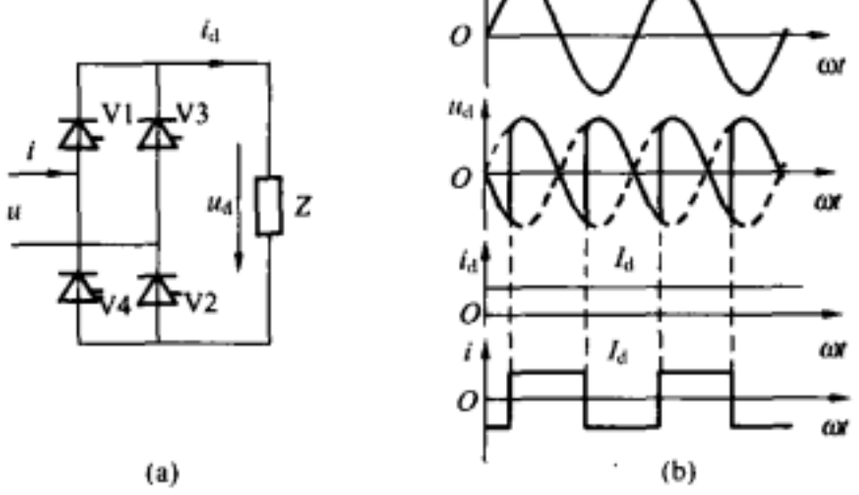


图 15.5-4 单相全控桥式整流大电感负载电路及其波形
（a）原理接线图；（b）电压、电流波形

此时的工作电流波形是连续的交变方波，正负半周的波形完全相同，幅值均为 I_d。这种波形将不含有直流分量和偶次谐波分量，仅含有奇次谐波分量。

基波与 h 次谐波电流均方根值为

$$I_1 = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} I_d = 0.9 I_d \qquad (15.5\text{-}15)$$

$$I_h = \frac{I_1}{h} (h = 1,2,3,\cdots) \qquad (15.5\text{-}16)$$

若整流电路直流侧电感量不够大，则电流将出现波动。当电感中储存的能量不足以维持电流导通到 $\pi+\alpha$，则负载电流将出现间断，如图 15.5-5 所示。当负载为蓄电池、直流电动机等时，形成具有反电动势的整流电路，如图 15.5-6（a）所示，工作时的负载电流波形如图 15.5-6（b）所示。这两种情况下电源供给的电流波形仍为正负半周完全相同，电源电流中将只含有奇次谐波。

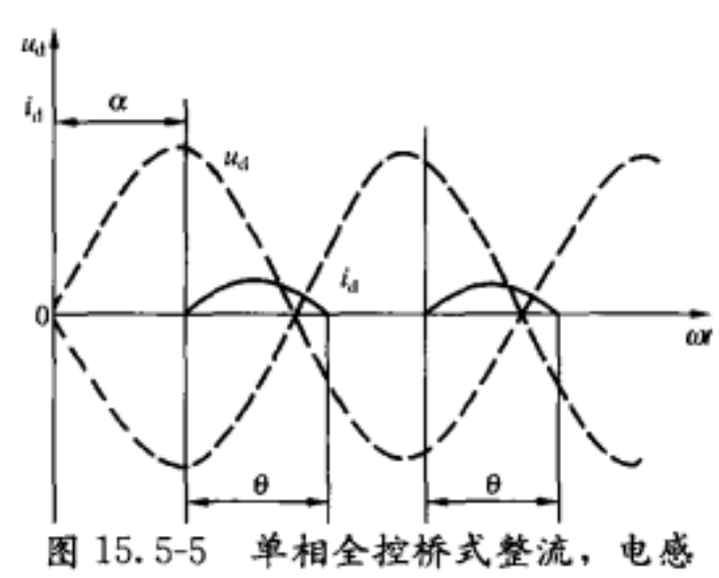


图 15.5-5 单相全控桥式整流，电感量不够大时的负载电压、电流波形

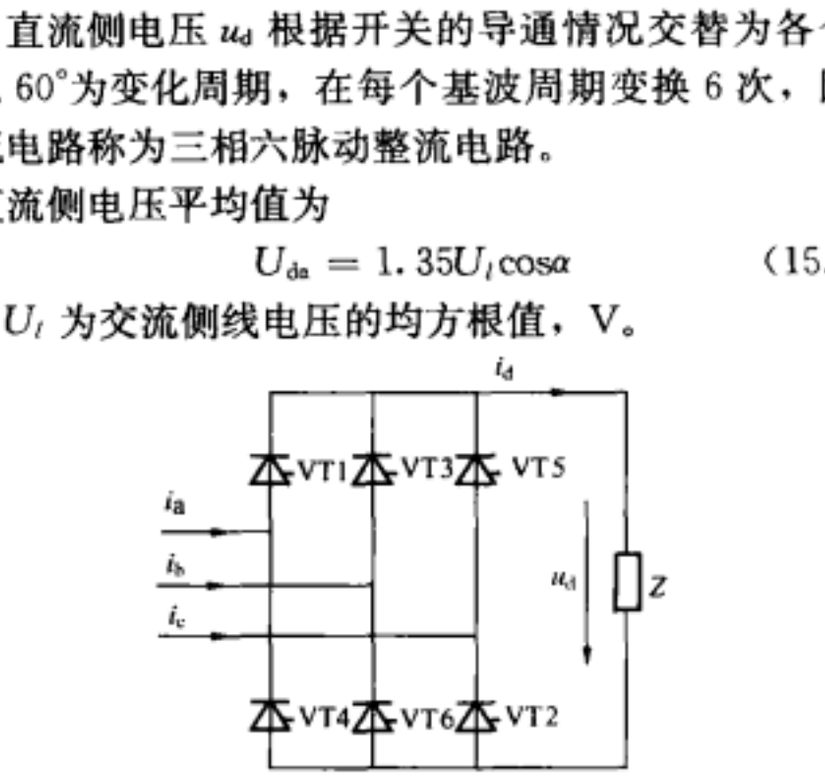


图 15.5-6 具有反电动势负载的单相全控桥式整流电路
（a）电路图；（b）负载电压、电流波形图

3.2.2 三相全控桥式整流器

图 15.5-7 所示为三相整流电路，假设交流侧电感为零，直流侧串有电感足够大的平波电抗器，并设电源三相对称且不含谐波，交直流电压与交流侧 A 相电流波形如图 15.5-8 所示。直流侧电压 u_d 根据开关的导通情况交替为各个线电压，以 60°为变化周期，在每个基波周期变换 6 次，因而将该整流电路称为三相六脉动整流电路。

直流侧电压平均值为

$$U_{de} = 1.35 U_l \cos\alpha \qquad (15.5\text{-}17)$$

式中：U_l 为交流侧线电压的均方根值，V。

图 15.5-7 三相全控桥式整流电路原理接线图

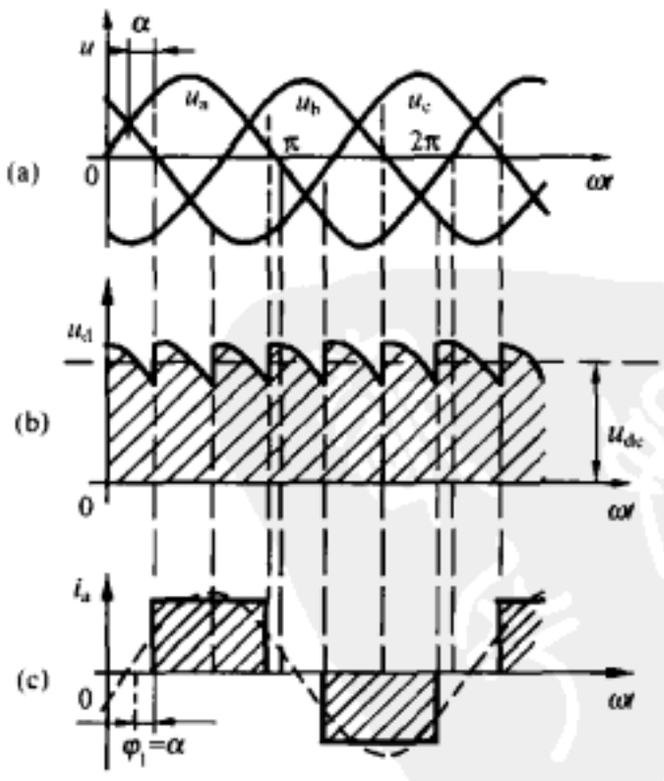


图 15.5-8 三相全波全控整流波形
（a）电源电压；（b）整流电压；（c）交流侧电网电流

交流侧电流为幅值等于 I_d、波宽 120°的缺口矩形波，缺口宽度为 60°，A 相电流 i_a 的表达式为

$$i_a = \frac{2\sqrt{3} I_d}{\pi} \left(\sin\omega_1 t - \frac{1}{5}\sin 5\omega_1 t - \frac{1}{7}\sin 7\omega_1 t + \right.$$

$$\frac{1}{11}\sin 11\omega_1 t+\frac{1}{13}\sin 13\omega_1 t-\frac{1}{17}\sin 17\omega_1 t-\frac{1}{19}\sin 19\omega_1 t+\cdots\Big) \tag{15.5-18}$$

即只有 $6k\pm1$ 次的特征谐波存在。

基波与 h 次谐波电流均方根值为

$$I_1=\frac{2\sqrt{3}}{\pi}I_d/\sqrt{2}=\frac{\sqrt{6}}{\pi}I_d=0.78I_d \tag{15.5-19}$$

$$I_h=\frac{I_1}{h}(h=6k\pm1,k=1,2,3,\cdots) \tag{15.5-20}$$

当计及交流侧变压器漏抗等电感的影响时，晶闸管电流不能突变，而是有一个变化的过程，这个过程称为换相过程，对应的时间以角度 γ 表示，称为换相重叠角。

$$\gamma=\arccos\left(\cos\alpha-\frac{2I_dX_s}{\sqrt{6}U}\right)-\alpha \tag{15.5-21}$$

当 I_d 和交流侧电感 X_s 一定时，γ 将随控制角 α 的增加而减小。

由于换相过程影响，整流电压的平均值将由原来的 $U_{d\alpha}$ 减少 $\frac{3\omega L_s}{\pi}I_d$，因此

$$U_{d(\alpha,\gamma)}=U_{d\alpha}-\frac{3\omega L_s}{\pi}I_d \tag{15.5-22}$$

此时的功率因数角为

$$\varphi_1=\arctan\left[\frac{-\sin\gamma\cos(2\alpha+\gamma)+\gamma}{\sin\gamma\sin(2\alpha+\gamma)}\right] \tag{15.5-23}$$

若 γ 较小，可认为 $\gamma\approx\sin\gamma$，则 $\varphi_1\approx\alpha+\frac{\gamma}{2}$。

将交流侧电流波形用傅里叶级数展开，可求得特征谐波电流的均方根值

$$I_h=\frac{I_1}{h[\cos\alpha-\cos(\alpha+\gamma)]}\times\frac{}{\sqrt{S_1^2+S_2^2-2S_1S_2\cos(2\alpha+\gamma)}} \tag{15.5-24}$$

式中：$S_1=\dfrac{\sin\ (h+1)\ \frac{\gamma}{2}}{h+1}$；$S_2=\dfrac{\sin\ (h-1)\ \frac{\gamma}{2}}{h-1}$。

为便于应用，可将对各次特征谐波电流含有率的计算结果绘成曲线如图 15.5-9～图 15.5-14 所示。

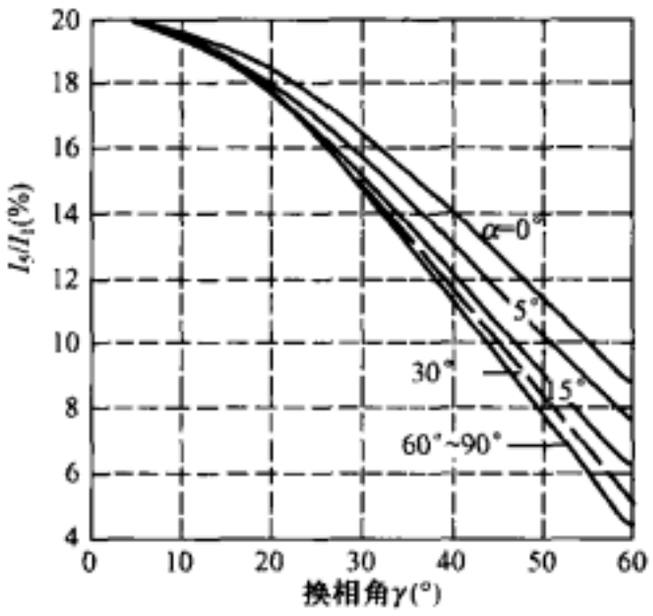


图 15.5-9　5 次谐波电流含有率曲线

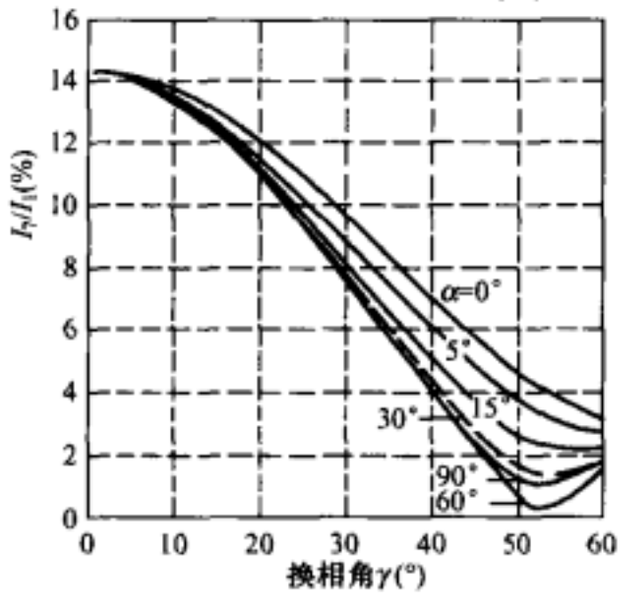


图 15.5-10　7 次谐波电流含有率曲线

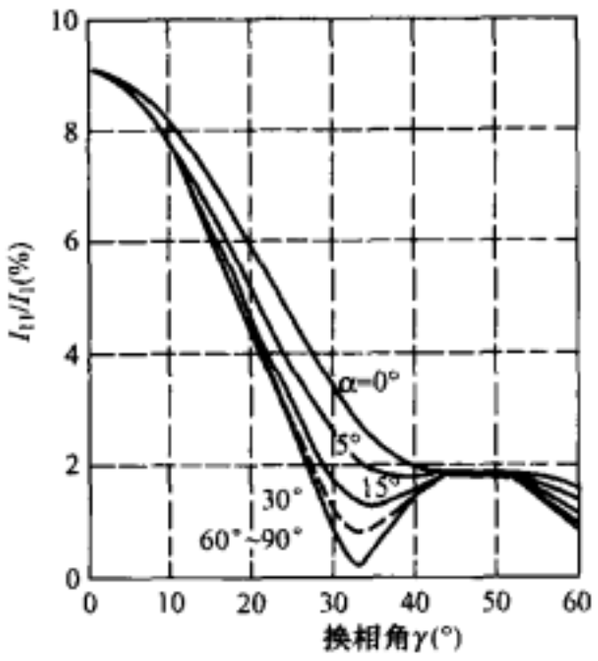


图 15.5-11　11 次谐波电流含有率曲线

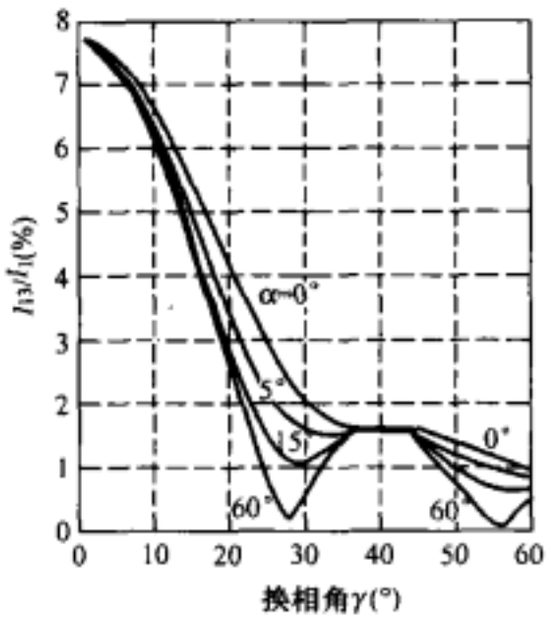


图 15.5-12　13 次谐波电流含有率曲线

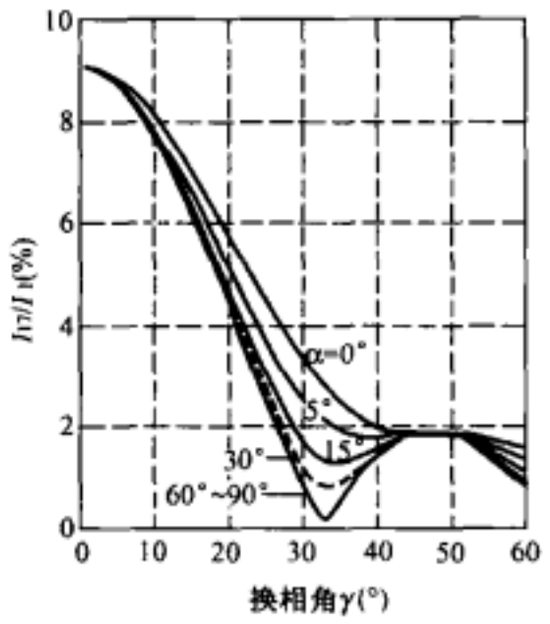


图 15.5-13　17 次谐波电流含有率曲线

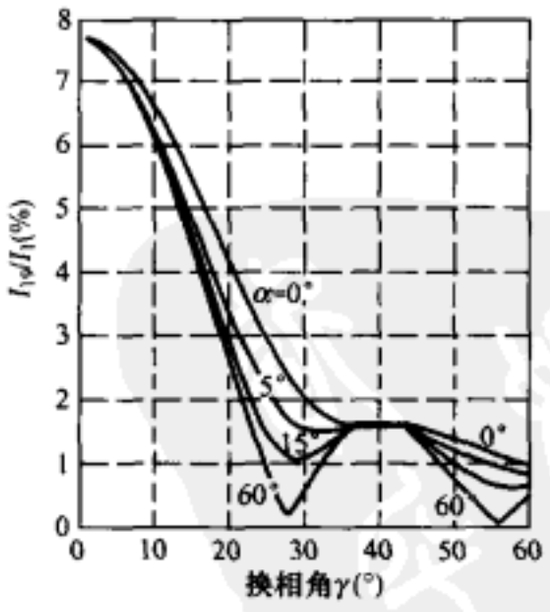


图 15.5-14　19 次谐波电流含有率曲线

谐波电流与 α 和 γ 都有关系，但受 γ 角的影响较大，γ 角的增大使谐波电流减小得快些。例如，当 $\alpha=15°$、$\gamma=0°$ 时，$I_5=20\%I_1$；而 $\gamma=60°$时，$I_5=6.2\%I_1$。当 $\gamma=0°$时，α 无论为何值，谐波电流的含有率都相同，且等于其最大值。

3.2.3　双三相桥式整流器

双三相桥式整流，通过分别采用 Yy12（或 Dd12）和 Yd11 接线的整流变压器，使桥侧电源电压移相 $\pi/6$（即

30°)，组成 12 脉动整流器，接线如图 15.5-15 所示。显然，将上述两组不同的变压器组合起来，其电网侧的总电流中将不再含有 5、7、17、19 等次数的谐波，而只含有 $12k\pm1$ 次的特征谐波，即为 12 脉动整流，如图 15.5-15 所示，电网

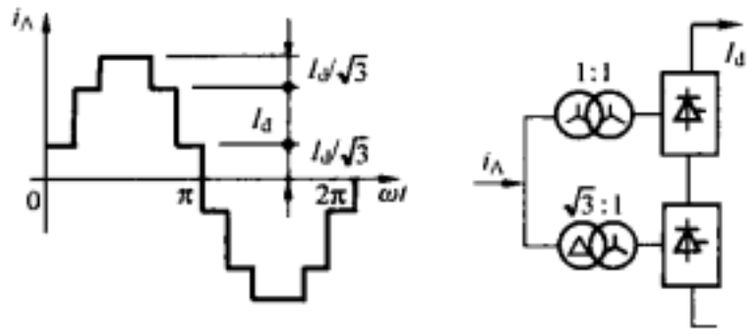


图 15.5-15 12 脉动整流器主接线与电网侧电流波形

侧 A 相电流为

$$i_A = 2\times\frac{2\sqrt{3}I_d}{\pi}\left(\sin\omega_1 t+\frac{1}{11}\sin11\omega_1 t+\frac{1}{13}\sin13\omega_1 t+\right.$$
$$\left.\frac{1}{23}\sin23\omega_1 t+\frac{1}{25}\sin25\omega_1 t+\cdots\right) \qquad (15.5\text{-}25)$$

此外，还可利用四组变压器，使其相角各差 2π/24 就可组成 24 脉动整流接线，其特征谐波为 $24k\pm1$ 次。理论上，采用 $p/6$ 组变压器，使其相角各差 $2\pi/p$ 就可组成 p 脉动整流接线，其特征谐波为 $pk\pm1$ 次。

3.3 电力机车

电气化铁道的电力机车牵引负荷，为波动性很大的大功率单相整流负荷，具有不对称、非线性、波动性和功率大的特点，将产生高次谐波和基波负序电流。

当前我国电气化铁道上使用的电力机车有国产韶山-1(SS-1)、韶山-3(SS-3)、韶山-4(SS-4)型、韶山-6 B(SS6B)型、韶山-8(SS8)型以及进口的 8G、8K 型等。

图 15.5-16 所示为 SS6B 型电力机车牵引工况主电路原理图，由大功率晶闸管与二极管组成的不对称不等分三段半控桥式整流电路构成。

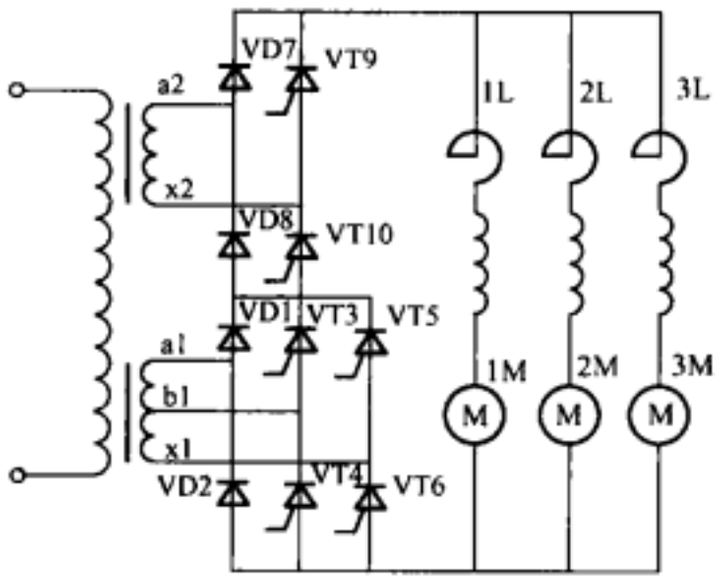


图 15.5-16 SS6B 型电力机车主电路原理图

其中各段绕组电压为：$U_{a2x2}=U_{a1x1}=2U_{a1b1}=2U_{b1x1}=695.5$V。这些绕组和相应的整流元件构成了不等分三段整流桥。不等分三段整流调压电路通过其整流调压电路顺序触发晶闸管 V9 和 V10、V3 和 V4、V5 和 V6，相应可得到的最大输出电压分别为 $U_d/2$、$3U_d/4$ 和 U_d（U_d 为总整流电压）。

重载时 SS6B 型电力机车 3、5、7、9、11 次谐波电流统计值分别约为 5%～9%、14%～18%、9%～11%、6%～8%和 3.5%～4%，轻载时分别约为 26%～30%、15%～19%、10%～12%、7%～9%和 4.5%～5%。

电力机车产生的特征谐波次数为 $h=2k\pm1$，$k=1$，2，3，…。除 $h=1$ 的基波外，特征谐波全部为奇次谐波。其中，3、5、7 次谐波电流较大，一般情况下，3、5、7 次谐波电流和总谐波电流所对应的谐波电压畸变率之间的比值大于 75%。考虑到电力机车直流回路平波电抗器的电感为有限值以及机车变压器漏感的影响，机车产生的特征谐波电流含有率 $HRI_h<1/h$，一般须通过实际试验确定。另外，随着机车型号的不同，其所产生的谐波电流大小也不同。

电力机车的谐波是经由接触网和牵引变电站的变压器注入电力系统中的。接触网应按分布参数考虑，它将影响电力机车注入电力系统中电流的谐波含量。

3.4 电弧炉

通常所谓电弧炉常指交流电弧炉，一般为三相式，通过专用的电炉变压器供电。根据电弧炉的容量及冶炼要求，炼钢周期约为 3～8h 不等。炼钢前的 0.5～2h 为炉料的熔化时期，此阶段相当多的炉内填料尚未熔化而呈块状固体，电弧阻抗不稳定，电弧电流具有数值大而且不平衡、畸变和不规则波动的特点。特别是在熔化期的初期，畸变和波动更为严重。在后一阶段的精炼期，电弧电流比较稳定，波动大为减小，电流的数值相对较小且比较平衡，畸变也较小。

根据对电弧炉实测电流的分析，电弧炉电流中主要含有 2、3、4、5、7 次谐波成分。典型电弧炉谐波电流含有率(%)统计结果参见表 15.5-1。

铁合金炉和电石炉在配电网中或较小供电网中也能是重要的谐波源。和炼钢电弧炉相比，铁合金炉的负荷波动和谐波电流含有率较小，电石炉则更小。

表 15.5-1 电弧炉谐波电流含有率 %

谐波次数		2	3	4	5	7
谐波含有率	熔化期（活动电弧）	7.7	5.8	2.5	4.2	3.1
	精炼期（稳定电弧）		2.0		2.1	

3.5 低压电器

家用低压电器中，有不少用电器具含有非线性元件，也会有谐波电流产生。家用电器中采用的电子电路多种多样，下面介绍谐波影响比较大的两种电路。

3.5.1 桥式整流电容平波电路

该整流电路广泛用于电视机等家用电器中，如图 15.5-17（a)所示。交流侧的电流 i 只有正弦波的波头部分，波形如图 15.5-17（b）所示。电流中含有大量的奇次谐波。当整流回路中加入晶闸管控制时，其谐波含量更大。表 15.5-2 为某一电视机的基波及主要谐波电流含量。

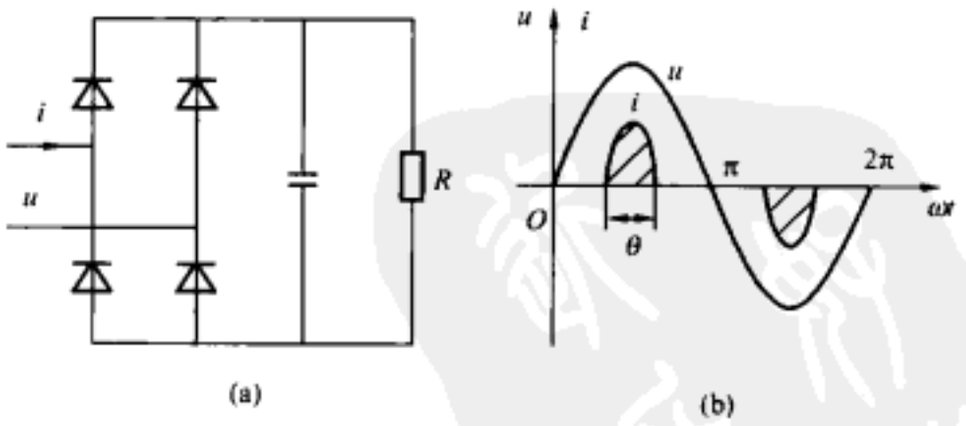


图 15.5-17 电容平波的单相全波整流

（a）整流电路；（b）交流侧波形

有关谐波的实测调查表明，在低压电网具有大量电视机负荷的系统中，在晚间 20 时左右电视收看率达到高峰的时间段内，各级电压的谐波畸变率也相应升高。

表 15.5-2 电视机的基波及主要谐波电流含量

h		1	3	5	7	9
I_h	(A)	0.80	0.67	0.48	0.29	0.09
	(%)	100	83.8	60.0	36.3	11.3

3.5.2　电力调节电路

该电路用于照明调光及电热调温等家用电器中，通过用晶闸管切除正弦电流的一部分来调节负载电流的大小。电力调节电路及电流波形如图 15.5-18 所示。表 15.5-3 给出了不同控制角 α 时的谐波电流含量。

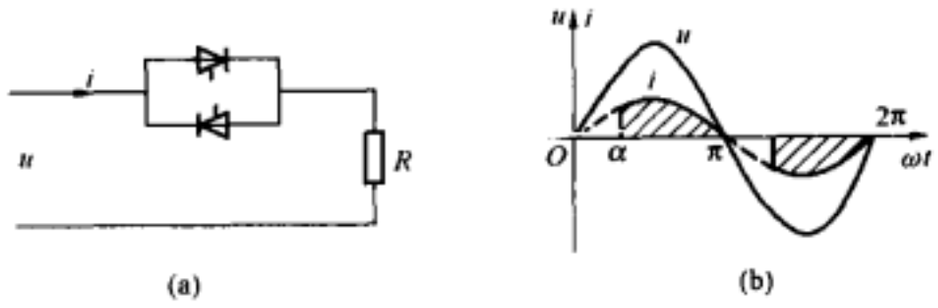


图 15.5-18　电力调节电路

（a）电路图；（b）波形图

表 15.5-3　电力调节装置不同控制角 α 时的谐波电流含量　%

h	1	3	5	7	9	11	13	15
$\alpha=45°$	100	17.2	12.9	8.1	4.9	4.1	4.1	3.5
$\alpha=90°$	100	53.7	17.9	17.9	10.7	10.7	7.8	7.8
$\alpha=135°$	100	86.8	64.7	41.0	24.6	20.9	20.7	17.5

4　谐波的影响和危害

谐波的污染与危害主要表现在对电力与信号的干扰影响方面。可大致概括为在电力危害方面：①旋转电机（换流变压器过载）等的附加谐波损耗与发热，使用缩短寿命；②谐波谐振过电压，造成电气元件及设备的故障与损坏；③电能计量错误。在信号干扰方面：①对通信系统产生电磁干扰，使电信质量下降；②重要的和敏感的自动控制、保护装置不正确动作；③危害到功率处理器自身的正常运行。

4.1　对变压器的影响

变压器在基波频率时的损耗最小，但其附加发热受电压畸变影响较大，尤其还受电流畸变的较大影响。

负荷电流含有谐波时，将在三个方面引起变压器发热的增加：

（1）均方根值电流。如果变压器容量正好与负荷容量相同，那么谐波电流将使得均方根值电流大于额定值。总均方根值电流的增加会引起导体损耗增加。

（2）涡流损耗。涡流是由磁链引起的变压器的感应电流。感应电流流经绕组、铁芯以及变压器磁场环绕的其他导体时，会产生附加发热。这部分损耗以引起涡流的谐波电流的频率的平方增加。因此，该损耗是变压器谐波发热损耗的重要组成部分。

（3）铁芯损耗。考虑谐波时，铁损的增加取决于谐波对外加电压的影响以及变压器铁芯的设计。

通常，电流畸变超过 5%的变压器的出力应降低。变压器出力降低细则见 ANSI/IEEE C57.110—1986 标准。

4.2　对电机的影响

电机受谐波电压畸变的影响较大。在电机末端的谐波电压畸变，在电机里表现为谐波磁链。谐波磁链是以与转子同步频率不同的频率旋转，在转子中感应出高频电流，其影响类似于基波负序电流的影响。谐波电压畸变将引起电机的效率下降、发热、振动和高频噪声。

如果电压畸变率在 IEEE 519—1992 标准规定之内，即低压系统 THD 小于 5%、任何单次谐波电压含有率均小于 3%，则通常没有必要降低电机的出力。当电压畸变率达到 8%～10%或更高时，将会出现过度发热问题。为延长电机的使用寿命，应采取措施降低电压畸变值。

4.3　谐波对通信的干扰

谐波对通信干扰的机理包括电容耦合、电磁感应与电气传导三个方面。评估各次谐波对通信干扰的影响时，要对谐波量乘以和其频率相应的加权系数。对于如何加权，有两种主要的制度，即采用加权系数 p_{fh} 的 CCITT 制和采用加权系数 C_{msg} 的 EEI 制。这两种制度的干扰指标的算式如表 15.5-4 所示。加权系数 p_{fh} 如表 15.5-5 所列，系数 C_{msg} 和 W_f 以及 CCITT 制和 EEI 制的允许值请参见相关规定。

表 15.5-4　干扰指标的计算公式

制度	CCITT	EEI
电压干扰指标	$THFF=\sqrt{\sum_{h=1}^{50}\left(\frac{f_h}{800}\times\frac{p_{fh}}{1000}\times\frac{U_h}{U_1}\right)^2}$	$TIF=\sqrt{\sum_{h=1}^{50}\left(\frac{5000f_h}{1000}\times C_{msg}\times\frac{U_h}{U_1}\right)^2}$
电流干扰指标	$IT=\sqrt{\sum_{h=1}^{50}\left(\frac{f_h}{800}\times\frac{p_{fh}}{1000}\times I_h\right)^2}$ $PSO=\sqrt{\sum_{h=1}^{50}\left(\frac{p_{fh}}{1000}\times I_h\right)^2}$	$IT=\sqrt{\sum_{h=1}^{50}\left(\frac{5000f_h}{1000}\times C_{msg}\times I_h\right)^2}$ （采用系数 $W_f=\frac{5000f_h}{1000}\times C_{msg}$）

表 15.5-5　加权系数 p_{fh}

f_h	p_{fh}	f_h	p_{fh}	f_h	p_{fh}	f_h	p_{fh}
16.66…	0.056	1000	1122	2050	698	3100	501
50	0.71	1050	1109	2100	689	3200	473
100	8.91	1100	1072	2150	679	3300	444
150	35.5	1150	1035	2200	670	3400	412
200	89.1	1200	1000	2250	661	3500	376
250	178	1250	977	2300	652	3600	335
300	295	1300	955	2350	643	3700	292
350	376	1350	928	2400	634	3800	251
400	484	1400	905	2450	625	3900	214
450	582	1450	881	2500	617	4000	178
500	661	1500	861	2550	607	4100	144.5
550	733	1550	842	2600	598	4200	116.0
600	794	1600	824	2650	590	4300	92.3
650	851	1650	807	2700	580	4400	72.4
700	902	1700	791	2750	571	4500	56.2
750	955	1750	775	2800	562	4800	26.3
800	1000	1800	760	2850	553	5000	15.9
850	1035	1850	745	3000	543		
900	1072	1900	732	2950	534		
950	1109	2000	708	3000	525		

4.4　谐波对电能计量的影响

图 15.5-19 所示为简化的电网中基波和谐波有功功率潮流分布。发电机为基波功率源，发出功率为 P_{1G}，线性电力用户和谐波源用户吸收功率分别为 P_{1M} 和 P_{1R}；谐波负载为谐波功率源，送出功率 P_{hR}，线性电力用户和发电机各吸收功率为 P_{hM} 和 P_{hG}。送变电设备的功率损耗都归并到两条线路上，即基波损耗 ΔP_{1M} 和 ΔP_{1R}，谐波损耗 ΔP_{hM} 和 ΔP_{hGM}。功率平衡关系为

$$P_{1G}=P_{1M}+P_{1R}+\Delta P_{1M}+\Delta P_{1R} \tag{15.5-26}$$

$$P_{hR}=P_{hGM}+\Delta P_{hGM}=P_{hG}+P_{hM}+\Delta P_{hM}+\Delta P_{hGM} \tag{15.5-27}$$

基波功率中的 P_{1M} 和 P_{1R} 是被用户利用的有用功率，而从 P_{1R} 转化成的 P_{hR}，即全部谐波功率是无用的损耗，它可

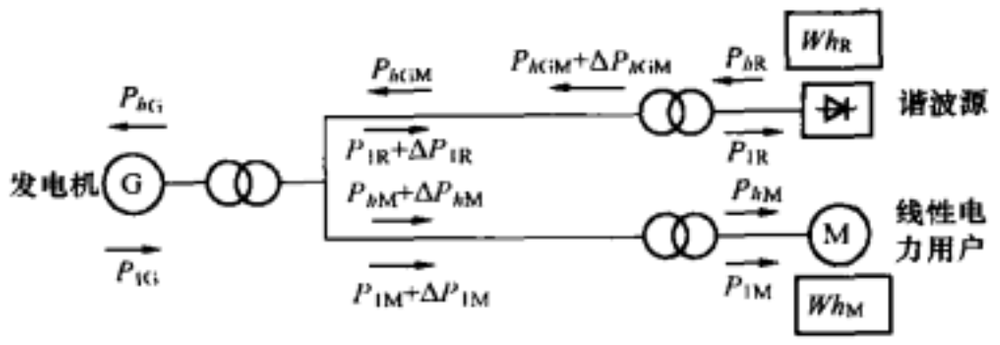


图 15.5-19 简化电网中的基波和谐波有功潮流

能引起设备附加发热、振动、噪声等不利影响。

通过两个用户处电能表 Wh_M 和 Wh_R 的功率应为

$$Wh_M = P_{1M} + P_{1R} \tag{15.5-28}$$

$$Wh_R = P_{1R} - P_{hR} \tag{15.5-29}$$

考虑谐波影响产生的误差时，两电能表所反映的功率则为

$$Wh_M = K_{1M}P_{1M} + K_{hM}P_{1R} \tag{15.5-30}$$

$$Wh_R = K_{1R}P_{1R} - K_{hR}P_{hR} \tag{15.5-31}$$

对于“转盘式”感应电能表，根据试验，当存在谐波分量时，K_{1M} 和 K_{1R} 仍旧逼近理想值 1。K_h（K_{hM} 和 K_{hR}）偏离 1 的幅度主要取决于谐波功率产生的圆盘转矩小于等值基波工频功率产生的圆盘转矩，h 越大、转矩越小、K_h 值也越小。

因此，当 K_1 的平均值是 1 时，电能表 Wh_R 少计量电能，其值为 $\int K_{hR}P_{hR}dt$；而 Wh_M 多计量电能，其值为 $\int K_{hM}P_{hM}dt$。电网中谐波功率的实际分布为 $P_{hR} \gg P_{hM}$，谐波的影响使少计的电量 $\int K_{hR}P_{hR}dt$ 远大于多计的电量 $\int K_{hM}P_{hM}dt$，两者的差额主要表现为供电线损率有所增大。K_h 越小，电能计量才越能真实反映实际的电力平衡，即基波功率的平衡；而 K_h 越大，即越接近于 1，电能计量越不能反映真实的电力平衡，从而导致供电部门和线性电力用户受到经济损失。

电子式电能表可分为模拟式和数字式，在谐波情况下仍存在计量误差问题。但随着电子式电能表性能的不断改进，该类电能表有望在谐波情况下进行精确的计量。

5 谐波谐振与放大

5.1 谐波电流放大与谐振的基本原理

不管是用户端还是配电系统中用于无功功率补偿的并联电容器，都对系统的阻频特性影响很大。

所有含有电容和电感的电路都有一个或多个固有频率，在某一固有频率下，电路与系统间可能发生谐振。谐振频率 $\alpha_{所}$ 对应的电压和电流的幅值较大。

供电系统的谐波源主要是电流源。电容器引起的谐波电流放大的基本原理可用如图 15.5-20 所示的简化接线图和等值电路图进行分析。设谐波源 h 次谐波电流为 I_h，注入系统的电流为 I_{Sh}，注入电容器的电流为 I_{Ch}。在 $I_{Sh} > I_h$ 时，称为系统谐波电流放大；在 $I_{Ch} > I_h$ 时，称为电容器谐波电流放大；在 $I_{Sh} > I_h$ 和 $I_{Ch} > I_h$ 同时发生时，称为谐波电流严重放大。

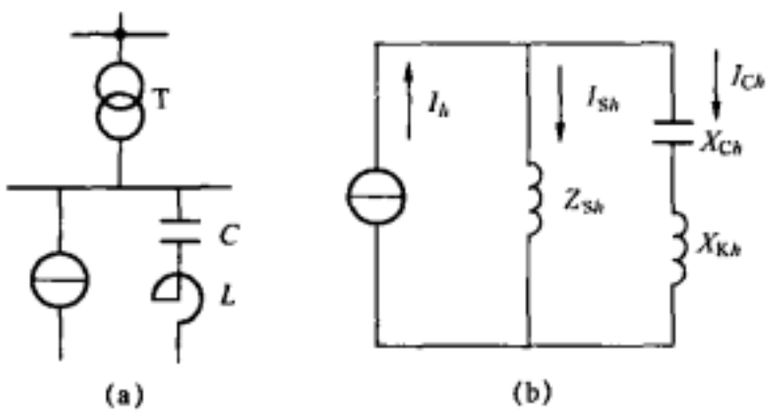


图 15.5-20 系统简化分析图

(a) 系统简化接线图；(b) 等效电路图

设电容器、电抗器和系统的基波电抗分别为 X_C、X_K 和 X_S，其 h 次谐波电抗分别为 X_{Ch}、X_{Kh} 和 X_{Sh}。再设 $s = X_S/X_C$，$k = X_K/X_C$，s 和 k 分别是以 X_C 为基值的系统电抗率和电抗器电抗率。可导出电容器和主系统的谐波电流关系如下

$$I_{Ch} = \frac{X'_{Sh}}{X_{Kh} - X_{Ch}} I_h = \frac{hX_S}{hX_S + hX_K - X_C/h} I_h = \alpha_{Ch} I_h \tag{15.5-32}$$

$$I_{Sh} = \frac{X'_{Sh}}{X_{Sh}} I_h = \frac{hX_K - X_C/h}{hX_S + hX_K - X_C/h} I_h = \alpha_{Sh} I_h \tag{15.5-33}$$

$$\alpha_{Ch} = \frac{I_{Ch}}{I_h} = \frac{s}{s + k - 1/h^2} \tag{15.5-34}$$

$$\alpha_{Sh} = \frac{I_{Sh}}{I_h} = \frac{k - 1/h^2}{s + k - 1/h^2} \tag{15.5-35}$$

式中：α_{Ch}、α_{Sh} 分别为电容器和主系统的谐波电流分配系数。

表 15.5-6 列出了谐波电流放大倍数的典型状况。表中

$h_1 = \sqrt{\frac{X_C}{2X_S + X_K}} = \frac{1}{\sqrt{2s+k}}$，$h_0 = \sqrt{\frac{X_C}{X_S + X_K}} = \frac{1}{\sqrt{S+k}}$，

$h_2 = \sqrt{\frac{X_C}{X_S/2 + X_K}} = \frac{1}{\sqrt{s/2+k}}$，$h_k = \sqrt{\frac{X_C}{X_K}} = \frac{1}{\sqrt{k}}$。

h_1 对应于谐波严重放大的第一临界状况，$\alpha_{Ch} = -1$，$\alpha_{Sh} = 2$，$I_{Ch} = -I_h$，$I_{Sh} = 2I_h$；h_0 对应于谐波谐振状况，$\alpha_{Ch} = \infty$，$\alpha_{Sh} = \infty$，$I_{Ch} = \infty$，$I_{Sh} = \infty$（由于实际上存在电阻，α_{Ch}、α_{Sh}、I_{Ch} 和 I_{Sh} 实际上是有限大值）；h_2 对应于谐波严重放大的第二临界状况，$\alpha_{Ch} = 2$，$\alpha_{Sh} = -1$，$I_{Ch} = 2I_h$，$I_{Sh} = -I_h$；h_k 对应于电容器全谐振状况，$\alpha_{Ch} = 1$，$\alpha_{Sh} = 0$，$I_{Ch} = I_h$，$I_{Sh} = 0$。

由上述关系可以看出：增大 k 值，可以相应减小 h_0 和 h_k，改变谐波放大的情况，反之亦然。目前，国内并联电容器配置的电抗器的电抗率，主要有以下四种类型：<0.5%，4.5%，6%和 12%。

表 15.5-6 谐波电流放大典型状况

谐波次数	谐波电流放大状况	系统电流	电容器电流
$1 \sim h_1$	轻度放大	1～2	0～−1
$h_1 \sim h_0$	严重放大	2～+∞	−1～−∞
h_0	谐振	±∞	±∞
$h_0 \sim h_2$	严重放大	−∞～−1	+∞～2
$h_2 \sim h_k$	轻度放大	−1～0	2～1
h_k	完全滤波	0	1
$> h_k$	分流	$0 < \alpha_{Sh} < 1$	$0 < \alpha_{Sh} < 1$

5.2 三次谐波问题

通常认为，3 及其倍数次谐波分量在变压器的三角形绕组中短路、环流，线路中没有这些分量。事实上变压器本身就是一个以 3、5 次谐波为主的谐波源。由于 Yd 变压器的三相磁路并不完全对称，同时三相电源电压不仅在幅值上有差别，而且在相位上也不是准确地相差 120°，这样变压器三相铁芯饱和程度不同，各相产生的 3 次谐波大小及相位也不相同，所以在变压器三角形绕组侧的线电压、线电流中仍存在 3 次谐波分量（为 3 次正序和负序分量）。此外，电力

机车、电弧炉以及低压家用电器等也是 3 次谐波发生源。在我国电网中，3 次谐波实际上是普遍存在的。抑制 3 次谐波、防止 3 次谐波放大的有效措施之一是在并联电容器组中串接 12%电抗率的电抗器。

在电容器装置中串接 5%～6%电抗率的电抗器后，可以对电网 5 次及以上谐波有抑制作用，但对 5 次以下谐波却有放大作用。忽视 3 次谐波的影响，电容器装置盲目串接 5%～6%电抗率的电抗器投入电网后，引起 3 次谐波的放大甚至发生谐振的事故不胜枚举。例如，在我国某些 220kV 及以上枢纽变电站中，在电容装置投运后，曾先后发生过由于 3 次谐波谐振引发的部分电容器和配套器件损毁，电容器组被迫停运采取改造措施，甚至全部电容器烧毁的事故。因此，电容器装置串联电抗率应根据电网谐波的实际情况进行合理选择，以避免可能发生的谐波放大等问题。

6　电容器的电压和电流

6.1　无功功率补偿引起的母线电压升高

采用并联电容器进行无功功率补偿后，将引起母线稳态运行电压的升高，升高值 ΔU 可由下式决定

$$\Delta U = \frac{Q_C X_d}{U_N} \tag{15.5-36}$$

式中：U_N 为母线额定电压，kV；Q_C 为补偿容量，kvar；X_d 为母线短路阻抗，Ω。

上式还可写成

$$\Delta U = \frac{Q_C}{U_N/X_d} = \frac{Q_C U_N}{U_N^2/X_d} = \frac{Q_C U_N}{S_d} \tag{15.5-37}$$

式中：S_d 为母线短路容量，MVA。

对于可认为是由无限大容量系统供电的用户，若变压器的额定容量为 S_N，阻抗电压为 $U_d\%$，低压系统的总补偿容量为 Q_C，则补偿后低压母线处的电压升高值为

$$\Delta U = \frac{U_d\%}{100} \times \frac{Q_C}{S_N} \times U_N \tag{15.5-38}$$

6.2　电容器的电压和电流

在电容器支路串联电抗器后，电容器的额定电压应考虑电抗率的影响。设电容器与串联电抗器的基波电抗分别为 X_C 和 X_K，母线和电容器的基波电压分别为 U_1 和 U_{C1}，电容器的基波电流为 I_1，则

$$I_1 = \frac{U_1}{X_C - X_K} \tag{15.5-39}$$

$$U_{C1} = I_1 X_C \tag{15.5-40}$$

U_{C1} 也可用电抗率 k 表示为

$$U_{C1} = \frac{U_1}{1-k} \tag{15.5-41}$$

电容器串联电抗器后，无功功率的补偿量也将发生变化。此时，电容器的基波容量为

$$Q_{C1} = U_{C1} I_1 = \frac{U_1^2}{X_C} \times \frac{1}{(1-k)^2} \tag{15.5-42}$$

对于谐波电流含量较小的无功功率补偿，电容器的额定电压 U_{CN} 的选择可仅考虑基波电压的影响。按电容器承受 1.1 倍过电压考虑，则单台电容器的 U_{CN} 应满足

$$U_{CN} \geqslant \frac{U_1}{1.1\ \sqrt{3}(1-k)S} \tag{15.5-43}$$

式中：U_1 为并联电容器支路所在母线最高运行线电压，kV；S 为电容器每相串联个数。

考虑谐波电流的影响时，电容器承受的电压进一步升高。

假设流入电容器支路的第 h 次谐波电流为 I_h，则电容器支路的总电流为

$$I_C = \sqrt{I_1^2 + \sum_{h=2}^{\infty} I_h^2} = I_1 \sqrt{1 + \sum_{h=2}^{\infty} (HRI_h)^2} \tag{15.5-44}$$

设电容器上 h 次谐波电压为 U_{Ch}，总合成电压为 U_C，工频加谐波算术和电压为 U_{MC}，则

$$U_{Ch} = I_h X_{Ch} = \frac{1}{h} I_h X_C = \frac{1}{h} HRI_h \times U_{C1} \tag{15.5-45}$$

$$U_C = \sqrt{U_{C1}^2 + \sum_{h=2}^{\infty} U_{Ch}^2} = U_{C1} \sqrt{1 + \sum_{h=2}^{\infty} \left(\frac{1}{h} HRI_h\right)^2} \tag{15.5-46}$$

$$U_{MC} = U_{C1} + \sum_{h=2}^{\infty} U_{Ch} = U_{C1} \left(1 + \sum_{h=2}^{\infty} \frac{1}{h} HRI_h\right) \tag{15.5-47}$$

按均方根值方法计算的电压和电流用于研究发热引起的后果，按算术和计算的电压峰值，则更可充分反映出电容器的过电压状况。

一般情况下，我国对于电容器过电压、过电流与过负荷的校验按下式进行

$$U_{C1} + \sum_{h=2}^{\infty} U_{Ch} \leqslant 1.1 U_{CN} \tag{15.5-48}$$

$$\sqrt{I_1^2 + \sum_{h=2}^{\infty} I_h^2} \leqslant 1.3 I_{CN} \tag{15.5-49}$$

$$Q_{C1} + \sum_{h=2}^{\infty} Q_{Ch} \leqslant 1.35 Q_{CN} \tag{15.5-50}$$

式中：U_{CN}、I_{CN}、Q_{CN} 分别为电容器的额定电压、额定电流与额定容量。$Q_{CN} = \frac{U_{CN}^2}{X_C}$，$Q_{C1} = \frac{U_{C1}^2}{X_C}$，$Q_{Ch} = \frac{U_{Ch}^2}{X_C} h$。

7　谐波电流允许值

控制电网的谐波电压，就必须限制谐波源注入电网的谐波电流。GB/T 14595—1993《电能质量—公用电网谐波》规定的公共连接点的各谐波源注入电网的各次总谐波电流允许值见表 15.5-7。

表 15.5-7　　注入公共连接点的谐波电流允许值

标称电压 (kV)	基准短路容量 (MVA)	谐波次数及谐波电流允许值（A）											
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0.38	10	78	62	39	62	26	44	19	21	16	28	13	24
6	100	43	34	21	34	14	24	11	11	8.5	16	7.1	13
10	100	26	20	13	20	8.5	15	6.4	6.8	5.1	9.3	4.3	7.9
35	250	15	12	7.7	12	5.1	8.8	3.8	4.1	3.1	5.6	2.6	4.7
66	500	16	13	8.1	13	5.4	9.3	4.1	4.3	3.3	5.9	2.7	5.0
110	750	12	9.6	6.0	9.6	4.0	6.8	3.0	3.2	2.4	4.3	2.0	3.7

标称电压 (kV)	基准短路容量 (MVA)	谐波次数及谐波电流允许值（A）											
		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
0.38	10	11	12	9.7	18	8.6	16	7.8	8.9	7.1	14	6.5	12
6	100	6.1	6.8	5.3	10	4.7	9.0	4.3	4.9	3.9	7.4	3.6	6.8
10	100	3.7	4.1	3.2	6.0	2.8	5.4	2.6	2.9	2.3	4.5	2.1	4.1
35	250	2.2	2.5	1.9	3.6	1.7	3.2	1.5	1.8	1.4	2.7	1.3	2.5
66	500	2.3	2.6	2.0	3.8	1.8	3.4	1.6	1.9	1.5	2.8	1.4	2.6
110	750	1.7	1.9	1.5	2.8	1.3	2.5	1.2	1.4	1.1	2.1	1.0	1.9

注　220kV 基准短路容量取 2000MVA。

表 15.5-7 中的谐波电流允许值，指电网公共连接点的所有用户向该点注入的各次总谐波电流分量。当连接点的实际短路容量不同于表 15.5-7 中的基准短路容量时，连接点的谐波电流允许值应按系统实际的最小短路容量进行换算，即

$$I_h = \frac{S_{d1}}{S_{d2}} I_{hp} \tag{15.5-51}$$

式中：S_{d1} 为公共连接点的最小短路容量，MVA；S_{d2} 为基准短路容量，MVA；I_{hp} 为第 h 次谐波电流允许值，A；I_h 短路容量为 S_{d1} 时的第 h 次谐波电流允许值，A。

按以上方法换算，得出公共连接点所有用户向电网注入的各次总谐波电流允许值后，即可用式（15.5-52）算出同一公共连接点允许第 i 个用户注入的第 h 次谐波电流的允许值

$$I_{hi} = I_h \left(\frac{S_i}{S_T}\right)^{\frac{1}{\alpha}} \tag{15.5-52}$$

式中：I_h 为按式（15.5-51）换算后的第 h 次谐波电流允许值，A；S_i 为第 i 个用户的用电协议容量，MVA；S_T 为公共连接点的供电设备容量，MVA；α 为相位叠加系数，按表 15.5-8 取值。

谐波国标适用于 50Hz、110kV 及以下公用电网及由其供电的电力用户。对于 220kV 电网及由其供电的电力用户，可参照国标对 110kV 电网的规定执行。

表 15.5-8　　相位叠加系数 α 取值

h	3	5	7	11	13	9，>13，偶次
α	1.1	1.2	1.4	1.8	1.9	2.0

第 6 章　电能质量监测技术

1　概述

电能质量监测是收集、分析并将原始测量数据解释为有用信息的过程。电能质量监测计划往往源于改善系统电能质量性能的需求。电力系统本身的运行性能可能受到电能质量问题的干扰，很多工商业用户有对电能扰动敏感的设备，通过电能质量监测了解供电质量对供用电双方都很重要。

本章介绍了电能质量监测的目标、内容，给出了常见电能质量问题的监测方法，介绍了电能质量监测设备及互感器，并讨论了电能质量监测的发展趋势。

2　电能质量监测的基本要点

2.1　电能质量监测的目标

监测目标决定着监测设备的选择、触发阈、数据采集与存储方法以及分析和解释要求。在进行电能质量监测工作之前，都应明确定义监测目标，通常的电能质量监测目标如表 15.6-1 所示。

表 15.6-1　　通常的电能质量监测目标

监测目标	简　要　描　述
描绘系统性能	通过了解系统电能质量，供电方可迅速发现问题，并帮助用户使敏感设备特性与实际电能质量水平相协调
描绘特定问题	通过对特定用户现场或有问题的负荷进行短期监测来解决问题。可以用于识别设备不兼容的原因等
电能质量评估	提供不同等级的电能质量以满足特定用户的需要，建立等级服务的标准，检验是否达到合同约定的电能质量水平
诊断与设备维护	提供与特定设备特性有关的信息。及时维护设备，避免灾难性故障，防止电能质量扰动最终影响整个电能质量性能

2.2　电能质量监测的实施

2.2.1　进行现场勘查

电能质量监测是现场勘查的重要组成部分。现场勘查能获取的信息包括：

(1) 事件的类别（数据丢失，干扰跳闸，元件失效，控制系统故障等）。

(2) 有关敏感设备的特性。

(3) 发生的问题或已知操作（例如，电容投切）及发生时间。

(4) 电能质量变化的可能原因（电动机起动、电容投切等）。

(5) 现有的电能调节装置起用情况。

(6) 电力系统数据（接线图、变压器、负荷、电容器等信息）。

2.2.2　确定描述方法

电能质量需要描述的范围很广，对监测装置性能规格和数据收集的要求都很高。确定电能质量的描述方法对选择监测装置很重要。例如，描述大多数暂态现象需要实际波形的高频采样；描述电压暂降要用大量的随时间变化的电压数据，而供电中断可以简单的由时间宽度来定义；描述谐波畸变水平和额定电压随时间变化的趋势则需要稳态采样。

2.2.3　选择监测位置

若对电力系统中的所有位置都进行监测，成本太高，而且数据管理、分析和信息解读都很困难。一般来说，在若干关键点进行测量即可确定整个系统的特性，监测位置的具体选择方案如表 15.6-2 所示。

表 15.6-2　　监测位置的选择方案

监测位置	特　　点
用户的供电入口	包含供电降压变压器的影响；收集的数据还可用来描述用户负荷电流变化和谐波畸变水平；能指示扰动源（在测量仪表的系统侧或用户侧），可以降低变换器成本
受影响的设备附近	可观测到与敏感设备所觉察的相同变化。对高频暂态过程，减小由隔离产生的监测仪和受影响设备之间的差别
同时监测变电站和选定的用户供电入口	一条馈电线故障期间，其他馈电线上的用户经受的电压暂降，作为公共连接点的变电站都能感受到。供电入口位置有利于监测用户设备故障

2.2.4　安装永久性监测设备

持续监测电能质量状况有时相当重要，永久性电能质量监测系统应广泛利用具有记录功能的各种设备。

(1) 数字故障记录仪（DFR，Digital Fault Recorder）：电力系统故障时 DFR 触发并记录描述事件的电压和电流波形，用于描述发生的电压暂降等均方根值扰动，提供的周期性波形可用于计算谐波畸变水平。

(2) 灵活继电仪（Smart Relay）和智能电子装置（Intelligent Electronic Device）：灵活继电器和智能电子装置等很多电流监测设备，增加了扰动记录功能，记录的信息可被整个监测系统的控制器访问，在变电站和馈电线路均可安装使用。

(3) 电压记录器：一般用来监测配电系统的稳态电压变化。可以描述瞬时电压暂降甚至谐波畸变水平的新型电压记录器也逐步实现并走向实用。

(4) 厂内功率监测仪（In-Plant Power Monitor）：目前在工厂内部为工业设备配备的监测系统普遍有一些电能质量测量功能，监测数据包括用于分析谐波畸变水平的波形记录、用于分析稳态均方根值变化的电压分布和用于分析电压暂降的触发波形。

(5) 特殊用途的电能质量监测仪：专门设计用于测量各种电能质量变化，特点在于监测三相和中线的所有电压、电流，在扰动期间触发所有通道同时监测电压和电流。适用于变电站、馈电线和用户供电入口位置。

(6) 电能表：电能表等计费表计往往对电压和电流进行长期监测，来自这些表计的信息也可汇合到整个电能质量监测系统中。

2.2.5 监测仪器的连接

电源从被监测电路以外获取。某些产品的电源供应端包含输入滤波器和/或电涌抑制器，如果检测仪从被监测的位置取电则会改变扰动数据。

接地设计需要着重考虑。扰动监测仪对应监测信号和仪表的供电端各有一个接地连接，两个接地都连接到仪表外壳。出于安全考虑，这两个接地端都应连接到大地。然而，如果包含的电路不同，这样会造成接地回路电位非零。

出于安全考虑，两个接地都应连接。若接地回路存在严重问题，导致的暂态电流可能损坏仪表或造成测量失效，这可能是由于从被监测电路取电（检查确认供电电源中没有信号调节），或者可能只接了一个地（被监测信号地）而将仪表安装在绝缘垫上。如果操作人员能接触到的仪表与其他设备和参考地电位之间的电压可能增加，操作仪表时必须使用绝缘手套以保证人身安全。

2.2.6 设定监测启动阈值

扰动监测仪用于检测异常情况，因此需要定义可以认为正常的范围。例如，对于同一电压暂降现象，采用不同阈值，监测到的电压暂降持续时间会不同。

选择阈值的最佳方案是将其与易受影响的敏感设备的技术要求相匹配。若缺少技术要求或应用指南，可以在一段时间（收集大量扰动数据）内设定一系列阈值，然后利用收集的数据为长时间监测选择合适阈值。

一些扰动监测仪已经预设了可用作启动点的阈值。有些监测仪器不用设阈值，其实是已经设置了默认阈值，并且其算法可以根据记录下的扰动情况进行内部调整。这种系统配置简单，对用户来说比较方便，但失去了根据具体情况改变阈值的灵活性。

2.2.7 选定监测量和监测时间

监测量需要根据关注的电能质量问题来选择。

电压测量可以反映分配到设备的电能质量水平，并描述可能影响设备运行的暂态过程和电压暂降等信息；能够反映谐波电流引起的系统响应，还可通过特定频率下的谐波电压畸变来诊断谐振条件。

电流测量有助于确定扰动原因及设备是否会受影响；可用于分析系统中非线性负荷引起的谐波。在个别负荷上的电流测量有助于确定其谐波特性。馈电线路或者供电入口处的电流测量，可将多个负荷或整个设施作为一个谐波源来描述。配电系统的电流测量可用于描述多组用户或者整个馈电线路。

为了确定系统频率响应特性，电压和电流必须同时检测。为了测量谐波潮流，还必须三相同步采样。

监测的时间长度取决于监测目标。若目标是解决系统侧远程故障时电压暂降引发的问题，监测记录需要很长时间，因为系统故障的发生是偶然的。对于电容投切引起的问题，可能需要两天的时间记录来描述。谐波畸变问题和闪变问题应至少需一周的时间来描述以了解负荷如何变化以及系统变化如何影响电能质量水平。随着永久性电能质量监测系统的建立，监测的时间长度越来越不成问题。

2.2.8 查找扰动源

查找扰动源的第一步是将扰动波形与可能的原因联系起来考虑。一旦确定了大致范围（例如，负荷切换、电容投切、远程故障情况、重合闸操作），识别就比较简单了。下列通用准则有助于做出辨别：

（1）高频电压变化局限在扰动源附近。由于线路阻抗的作用，600V 以下的低压配线往往会迅速阻尼掉高频成分，因此，只有当监测仪安装在扰动源附近时才能检测到这些频率成分。

（2）电压的陡然变化往往是由监测点附近的供电中断引起的。因为旋转设备或电容器的储能作用，远离监测点的供电中断会导致电压逐渐衰减而不易察觉。

（3）最高的谐波电压畸变水平出现在引起谐振的电容器附近。在谐振情况下，往往有某一频率的分量在电压谐波频谱中占主导地位。

3 常规电压质量的监测

3.1 电压偏差的监测

电压偏差的监测与考核是评价电压质量的重要方法，其结果也是修订无功和电压曲线、制定电网规划和技术改造计划的依据。在系统中设置数量足够并具有代表性的电压监测点是保证电压偏差监测具有合理性、科学性、普遍性的前提。

电压监测点的设置原则是：

（1）与主网（220kV 及以上电网）直接连接的发电厂高压母线。

（2）各级调度“断面”处的 330kV 及以上变电所的一、二次母线，220kV 变电所的二次母线或一次母线。

（3）所有变电所的 10kV 母线。

（4）具有一定代表性的用户电压监测点宜采用这样的选取原则：①所有 110kV 及以上的供电用户；②所有 35kV 专线供电的用户；③其他 35kV 用户和 10kV 用户中，每 10MW 负荷至少设一个电压监测点，并应包括对电压有较高要求的重要用户和每个变电所 10kV 母线所带的代表性线路末端用户；④0.4kV 低压用户中，至少每百台配电变压器设一个电压监测点，且应设在有代表性的低压配电网首末两端和部分重要用户中。

电压监测的方法是在监测点安装具有自动记录和统计功能的电压监测仪。它能直接监测电压的偏差，并能统计电压合格率。

电压偏差的计算公式如下

$$\text{电压偏差}(\%)=\frac{\text{实测电压}-\text{标称系统电压}}{\text{标称系统电压}}\times 100\% \tag{15.6-1}$$

电压合格率是指实际运行电压在允许电压偏差范围内的累计时间与对应的总运行时间的百分比，其计算公式为

$$\text{电压合格率}(\%)=\left(1-\frac{\text{电压超限时间}}{\text{电压监测总时间}}\right)\times 100\% \tag{15.6-2}$$

GB/T 12325—2003《供电电压允许偏差》规定，35kV 及以上供电电压正、负偏差的绝对值之和不超过标称系统电压的 10%，如供电电压上下偏差同号（均为正或负）时，按较大的偏差绝对值作为衡量依据。10kV 及以下三相供电电压允许偏差为标称系统电压的±7%。220V 单相供电电压允许偏差为标称系统电压的+7%、−10%。对供电电压允许偏差有特殊要求的用户，由供用电双方协议确定。

3.2 频率偏差的测量

频率测量的基本要求包括：

（1）反映电力系统的物理真实性和实施控制的有效性。即不会由于模型和算法的差异而导致脱离电力系统真实物理本质的测量结果。

（2）精度要求。这取决于观测模型与真实信号的符合程度、数值算法及硬件实现等多种因素，一般以对抗噪声及谐波、衰减的直流等非特征分量的能力来衡量。

（3）速度要求。要求具有较快的动态跟踪能力，测量时会滞后。

（4）鲁棒性。在电力系统的正常、异常运行乃至故障条件下，均能可靠响应。

一般而言，频率测量包括 3 个步骤：信号预处理，频率（偏移）测量，结果再处理。其中信号预处理和结果再处理是辅助算法，为频率（偏移）测量服务，以优化测量性能，达到实际应用的目的。

电网频率测量通常采用测量周期的方法来实现。通过硬件检测输入信号波形的过零点，采用倍频计数的方法求出信号周期 T。也可将交流采样法得到的采样数据进行数字滤波，滤出其中的基波后，通过检测波形过零点的时刻，求得相应周期 T，T 的倒数即为电网的频率。现在很多其他方法也被用来测量电网频率，例如，解析法、误差最小化原理类算法、DFT（FFT）类算法及其改进算法等。

GB/T 15945—1995《电力系统频率允许偏差》规定，频率偏差指标的评定测量，须用具有统计功能的数字式自动记录仪表，其绝对误差不大于 0.01Hz。

3.3　三相电压不平衡的监测

计算三相系统的不平衡度时，可以先测出各相电量的大小及相位，再按照对称分量法计算三个序分量。这样的运算较繁琐。在实际工作中，往往只知道三相电量的数值。在不含零序分量的三相系统中，若已知三相电量 a，b，c，则可由下式求出三相不平衡度

$$\varepsilon=\sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6L}}{1+\sqrt{3-6L}}}\times 100\% \tag{15.6-3}$$

式中：$L=\dfrac{a^4+b^4+c^4}{(a^2+b^2+c^2)^2}$。

工程上为了估算某个不对称负荷在公共连接点上造成的三相电压不平衡度，可用式（15.6-4）进行近似计算

$$\varepsilon_U\approx\frac{\sqrt{3}I_2U_L}{10S_d}\% \tag{15.6-4}$$

式中：I_2为负荷电流的负序分量，A；U_L为公共连接点的线电压均方根值，kV；S_d 为公共连接点的三相短路容量，MVA。

上式只能用于距离发电厂以及大型电机电气距离较远的公共连接点处三相电压不平衡度的近似计算，因为它是基于公共连接点与电源间正序阻抗与负序阻抗相等的假设推导出的。

在三相对称系统中，由于在某一相上增设了单相负荷而引起的三相电压不平衡度也可按式（15.6-5）估算

$$\varepsilon_U\approx\frac{S_L}{S_d}\times 100\% \tag{15.6-5}$$

式中：S_L为单相负荷容量，MVA；S_d为计算点的三相短路容量，MVA。

GB/T 15543—1995《三相电压允许不平衡度》规定：

ε 值应为在电力系统正常运行的最小方式下负荷所引起的电压不平衡度为最大的生产（运行）周期中的实测值。例如炼钢电弧炉应在熔化期测量；对于日波动负荷，可取典型日 24h 测量。

对于波动性较小的场合，允许值应和实测的五次接近数值的算术平均值对比；对于波动性较大的场合，应和实测值的 95% 概率值对比，以判断是否合格。

每次测量一般取 3s 均方根值，对于离散采样的测量仪器，推荐按式（15.6-6）计算

$$\varepsilon=\sqrt{\frac{1}{m}\sum_{k=1}^{m}\varepsilon_k^2} \tag{15.6-6}$$

式中：ε_k 为在 3s 内第 k 次测得的不平衡度；m 为在 3s 内均匀间隔取值次数（$m\geqslant 6$）。

仪器的电压不平衡度测量的绝对误差不超过 0.2%；电流不平衡度测量的绝对误差不超过 1%。

4　电压波动与闪变的测量

4.1　测量条件和取值

GB/T 12326—2000《电压允许波动和闪变》规定，电压变动值 d、短时间闪变值 P_{st}和长时间闪变值 P_{lt}指的是电力系统正常运行的较小方式下，波动负荷变化最大工作周期的实测值。例如：炼钢电弧炉应在熔化期测量；轧机应在最大轧制负荷周期测量；三相负荷不平衡时应在三相测量值中取最严重的一相的值。对于三相等概率波动的负荷可以任意选取一相测量。

对于随机性不规则的电压波动，实测值应不少于 50 个，以 95%概率大值作为判断依据。短时间闪变值测量周期取为 10min，每天（24 h）不得超标 7 次（70min）；长时间闪变值测量周期取为 2h，每次均不得超标。

4.2　同步检测法

常用的电压波动的检测方法有整流检测法、有效值检测法和同步检测法。IEC 推荐采用同步检测法。为检测出电压波动分量，通常将电压波动看成以工频电压为载波、其均方根值或峰值受到以电压波动分量作为调幅波的调制。任何波形的调幅波均可看作是由各种频率分量合成。

4.3　IEC 闪变测量环节

1986 年，IEC 制定了闪变仪器的功能和设计规范。各种类型的电压波动均可用符合 IEC 61000-4-15 的闪变仪直接测量来评估，这是闪变量值判定的基准方法。GB/T 12326—2000《电压允许波动和闪变》参考 IEC 标准后推荐采用的闪变仪简化原理框图如图 15.6-1（a）所示，总体上可分为三部分：第一部分为电压输入适配调整，它由图中框 1 组成；第二部分模拟视觉系统模型，即灯—眼—脑反应链的频率响应特性，它主要由图中框 2、框 3 和框 4 组成；第三部分为测量到的瞬时闪变视感度的统计分析，由框 5 组成。图 15.6-1（b）为利用该流程对单一正弦调幅波电压的数字仿真结果波形。

在图 15.6-1 中，框 1～框 4 是对模拟信号进行处理，框 5 为数字式统计处理。实际上在具体实现时，既可以采用这种模拟与数字混合的测量方法，也可采用全数字方式。在经过必要的数字信号处理环节后，全数字方式可获得与数模混合方式相同的测试结果。

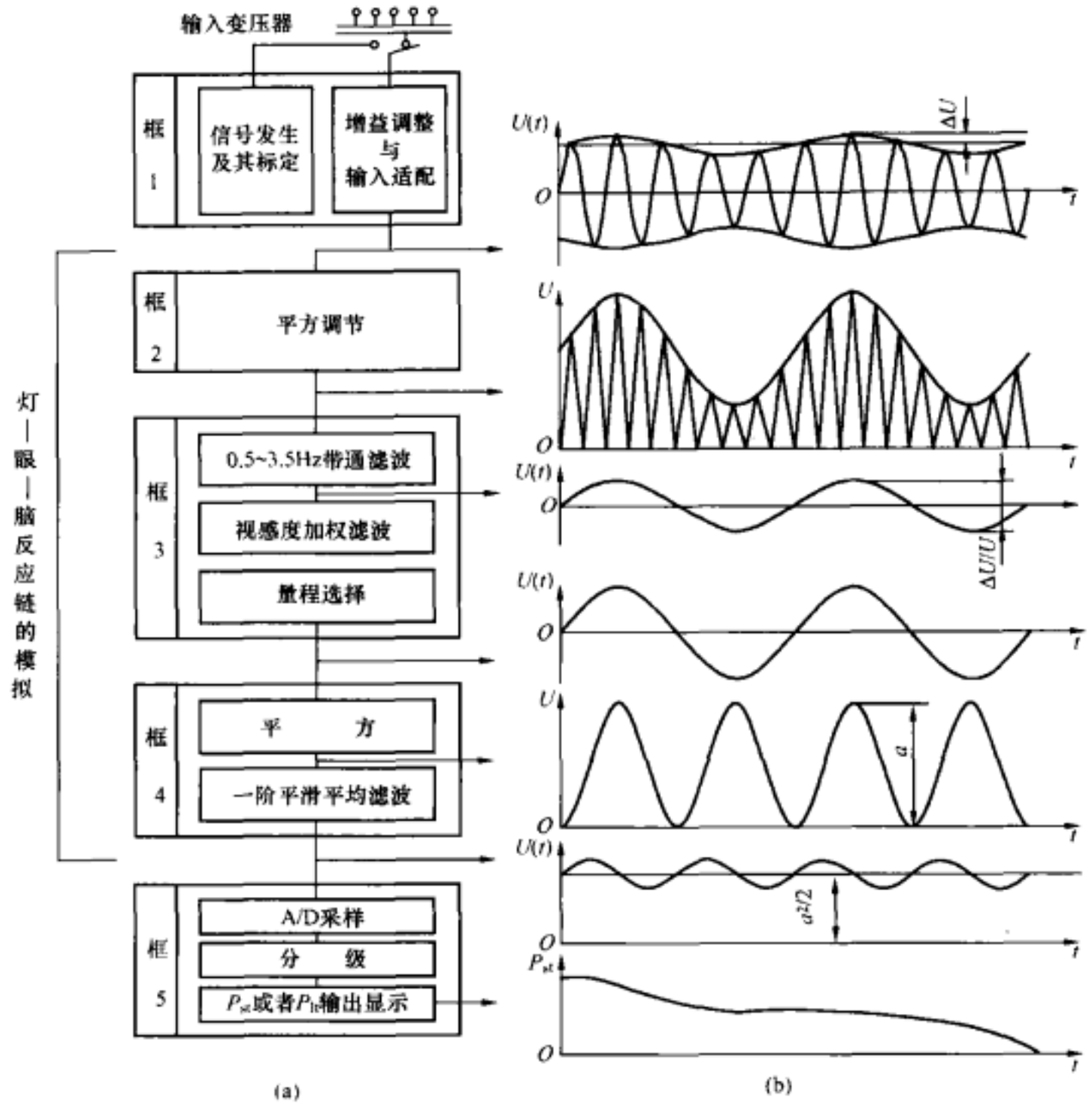


图 15.6-1 闪变仪原理框图与波形仿真

(a) 闪变仪简化原理框图；(b) 对应各点的仿真波形

5 畸变波形分析方法与测量技术

5.1 电力谐波监测

谐波分析最主要的方法是傅里叶变换及其改进算法，例如快速傅里叶变换（Fast Fourier Transform，FFT）和短时傅里叶变换（Short-time Fourier Transform，STFT 也称窗口傅里叶变换）。

运用 FFT 时，必须满足以下条件：①满足采样定理的要求，即采样频率必须是最高信号频率的两倍［通常称为奈魁斯特（NYQUIST）频率］以上；②被分析的波形必须是稳态的、随时间周期变化的。当采样频率或信号不能满足上列条件时，利用 FFT 分析就会产生“频谱混叠”和“频谱泄漏”现象，给分析带来误差。

谐波分析仪是专门用来分析谐波的测量仪器。一般对电压及电流两个时间信号同时采样，同时作频谱分析，以快速给出其谐波幅值、相角以及谐波功率等。谐波分析仪主要由完善的数据采集系统和很强处理能力的复数 FFT 程序、统计分析程序以及锁相监控程序组成。

GB/T 14549—1993《公用电网谐波》规定：

(1) 谐波电压（或电流）测量应选择在电网正常供电时可能出现的最小运行方式，且应在谐波源工作周期中产生的谐波量大的时段内进行（例如：电弧炼钢炉应在熔化期测量）。当测量点附近安装有电容器组时，应在电容器组的各种运行方式下进行测量。

(2) 测量的谐波次数一般为第 2 到 25 次，根据谐波源的特点或测试分析结果，可以适当变动谐波次数测量的范围。

(3) 对于负荷变化快的谐波源（例如：炼钢电弧炉、晶闸管变流设备供电的轧机、电力机车等），测量的间隔时间不大于 2min，测量次数应满足数理统计的要求，一般不少于 30 次。对于负荷变化慢的谐波源（例如：化工整流器、直流输电换流站等），测量间隔和持续时间不作规定。

(4) 谐波测量的数据应取测量时段内各相实测量值的 95%概率值中最大的一相值，作为判断谐波是否超过允许值的依据。但对负荷变化慢的谐波源，可选 5 个接近的实测值，取其算术平均值。

为了区别暂态现象和谐波，对负荷变化快的谐波，每次测量结果可为 3s 内所测值的平均值。国家标准推荐采用式 (15.6-7) 计算

$$U_h = \sqrt{\frac{1}{m}\sum_{k=1}^{m}(U_{hk})^2} \tag{15.6-7}$$

式中：U_{hk} 为 3s 内第 k 次测得的 h 次谐波的均方根值；m 为 3s 内取均匀间隔的测量次数。

5.2 间谐波的测量

常见的间谐波测量方法多为 FFT 算法或其改进算法（加窗插值算法等）。

设 $x(t)$ 是每周期采样 N 点的周期信号，$T_s = T/N$，其 DFT 变换为

$$X(\omega_k) = \sum_{n=0}^{N-1} x(n) e^{-j(2\pi/N)nk} \qquad k = 0,1,\cdots,N-1 \tag{15.6-8}$$

式中：$\omega_k = (2\pi/T)\,k$。角频率分辨率为

$$\Delta\omega_k = \frac{2\pi}{T} \tag{15.6-9}$$

如果 T 为一个周期时间，输出就只含有基波频率的整数倍分量。如果 x（t）是 P（正整数 $P>1$）个周期的信号，角频率变为

$$\Delta\omega_k = \frac{2\pi}{PT} \tag{15.6-10}$$

这意味着为了得到基波频率的非整数倍频率，必须加长采样周期。换言之，为了检测基波频率的非整数倍频率的间谐波，可采用加长采样周期的方法实现。

由于间谐波和谐波之间的频率间隔小于基波频率，分析需要较高的分辨率，故 FFT 分析窗的宽度需增大。对含有间谐波信号的采样一般很难实现同步采样，FFT 算法的频谱泄露现象不可避免；由于间谐波分量的幅值通常很小，对频谱泄漏具有高度灵敏性，从而可能导致“虚假”间谐波和谐波，或实际间谐波和谐波被淹没。这都是采用 FFT 算法或其改进算法测量间谐波时必须注意的问题。

很多更为复杂的改进测量方法用来提高间谐波测量的准确性。例如，小波变换和现代谱估计方法等。

6　电压暂降特征量检测及其方法

6.1　均方根值计算方法

电压暂降是指供电电压均方根值在短时间突然下降的变化情况。显然，采用均方根值计算的方法可以衡量电压的暂降程度。

已知，周期为 T 的连续周期信号 u（t）的均方根值定义为

$$U_{\mathrm{RMS}} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_{t_0}^{t_0+T} u^2(t)\mathrm{d}t} \tag{15.6-11}$$

若周期 T 不存在或小于被测信号的半个周期，式（15.6-11）算出的均方根值不再有原来含义。数字化处理后（一个周期采样 N 点），可计算如下

$$U_{\mathrm{RMS}} = \sqrt{\frac{1}{N}\sum_{n=0}^{N-1} u^2(n)} \tag{15.6-12}$$

均方根值计算中常采用滑动平均值法。当采集到新的样本点时，顺序将最早采集的样本点去除，然后用一个周期的滑动采样值进行均方根运算，每个采样瞬间都可求出一个新的均方根值。

例如，在电压过零点发生电压暂降，暂降幅值为 50%，持续时间为 6 个周期，电压波形和采用上述算法求得的电压均方根值分别如图 15.6-2（a）、（b）所示。暂降开始和终止时各有 1 个周期的过渡时间，这是由近 1 个周期的“历史”数据引起的。若仅从均方根值判断，暂降持续时间约为 7 个周期，产生约 1 个周期的误差。均方根值计算结果不能明确给出暂降起止时刻，更无法给出暂降发生时可能出现的相位跳变的大小。

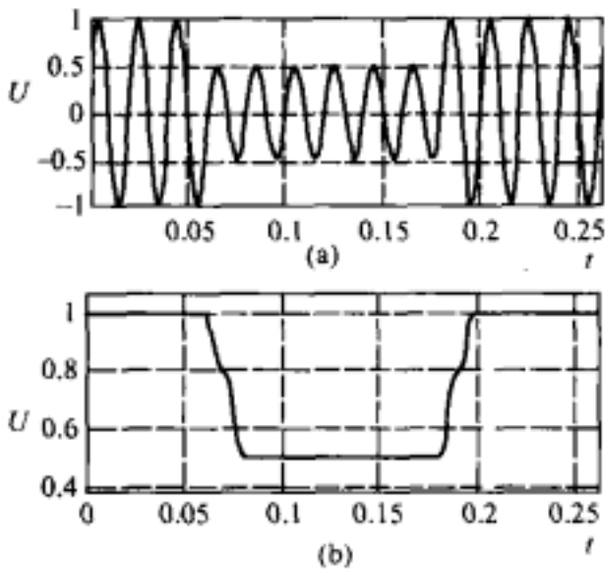


图 15.6-2　理想的无相位跳变暂降及均方根值

（a）理想的无相位跳变暂降；

（b）均方根值计算结果

通常将最高频率的二倍频率 $2f_c$ 称为奈魁斯特频率。

在电压暂降实时测量中，计算速度非常重要。若仅从检测算法上加速测量过程，一种实用的简便办法是取半个周期的采样数据进行滑动平均处理。

6.2　缺损电压计算方法

缺损电压（Missing Voltage）定义为期望的瞬时电压和实际的瞬时电压之间的差值。期望的瞬时电压可通过对事件发生前电压进行外推得到，其瞬时电压波形常记为 u_{PLL}（t）。受扰动的波形记为 u_{sag}（t）。只要暂降电压波形为正弦波，则缺损电压 m（t）$=u_{\mathrm{PLL}}$（t）$-u_{\mathrm{sag}}$（t）也将为正弦波。令

$$u_{\mathrm{PLL}}(t) = \sqrt{2}U\sin(\omega t - \phi_{\mathrm{a}}) \tag{15.6-13}$$

$$u_{\mathrm{sag}}(t) = \sqrt{2}U_{\mathrm{sag}}\sin(\omega t - \phi_{\mathrm{b}}) \tag{15.6-14}$$

则缺损电压可表示为

$$m(t) = \sqrt{2}U_{\mathrm{c}}\sin(\omega t - \phi_{\mathrm{c}})$$

$$U_{\mathrm{c}} = \sqrt{U^2 + U_{\mathrm{sag}}^2 - 2UU_{\mathrm{sag}}\cos(\phi_{\mathrm{b}} - \phi_{\mathrm{a}})} \tag{15.6-15}$$

$$\phi_{\mathrm{c}} = \arctan\left(\frac{U\sin\phi_{\mathrm{a}} - U_{\mathrm{sag}}\sin\phi_{\mathrm{b}}}{U\cos\phi_{\mathrm{a}} - U_{\mathrm{sag}}\cos\phi_{\mathrm{b}}}\right) \tag{15.6-16}$$

图 15.6-2 中的电压暂降所对应的缺损电压如图 15.6-3 所示。

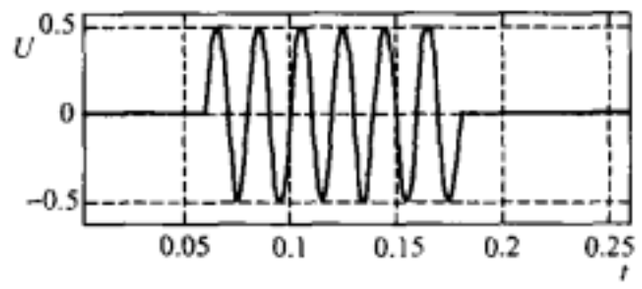


图 15.6-3　缺损电压波形

图 15.6-4（a）所示为具有接近 60°相位跳变、持续时间为 6 个周期的暂降电压。采用均方根值计算方法时，电压暂降幅度为 0.5，如图 15.6-4（b）所示。而实际的缺损电压为 0.83。令 $U=1$，$U_{\mathrm{sag}}=0.5$，$\phi_{\mathrm{a}}=0$，$\phi_{\mathrm{b}}=-56°$，利用“缺损电压法”可得 $m(t)=\sqrt{2}\times 0.83\sin(\omega t+30°)$，PLL 电

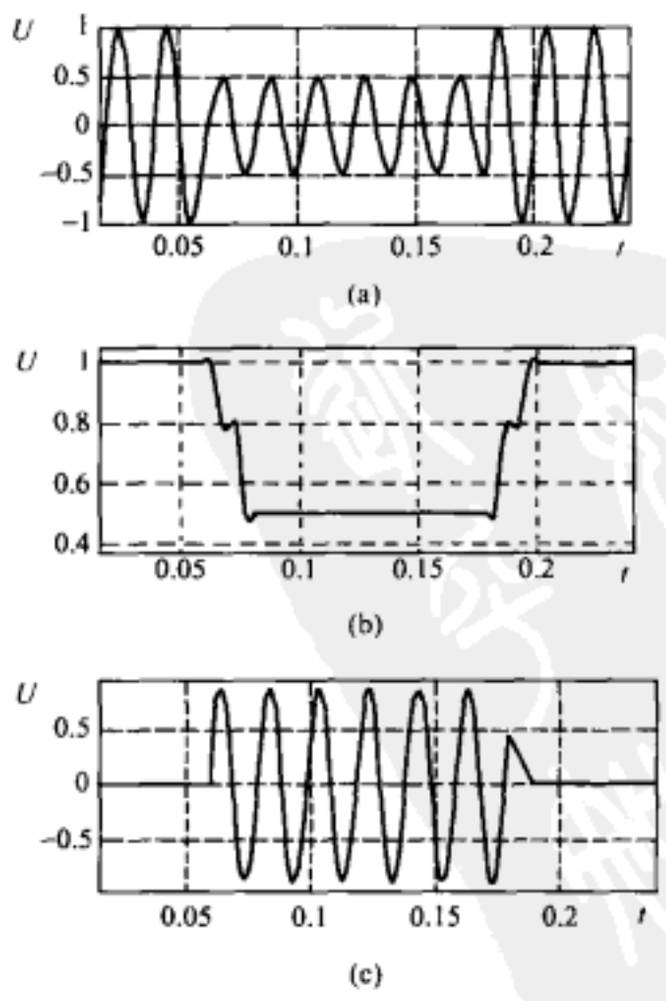


图 15.6-4　电压暂降分析图

（a）电压暂降；（b）均方根值计算结果；（c）缺损电压

压和暂降电压之间的相角差约为 30°，如图 15.6-4（c）所示。“缺损电压法”可以得到比较准确的电压暂降幅度和相位，但是并未解决暂降电压幅度和相位的瞬时确定问题，该方法不便直接应用于暂降的实时补偿。

6.3 瞬时电压 d-q 分解法

对于理想的三相三线制系统，假设三相电压为

$$\begin{aligned} u_a &= \sqrt{2}U\sin\omega t \\ u_b &= \sqrt{2}U\sin(\omega t - 2\pi/3) \\ u_c &= \sqrt{2}U\sin(\omega t + 2\pi/3) \end{aligned} \tag{15.6-17}$$

则将三相电压变换到 d-q 坐标可得

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \sin\omega t & \sin(\omega t - 2\pi/3) & \sin(\omega t + 2\pi/3) \\ -\cos\omega t & -\cos(\omega t - 2\pi/3) & -\cos(\omega t + 2\pi/3) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sqrt{3}U \\ 0 \end{bmatrix} \tag{15.6-18}$$

式中：$\sin\omega t$ 和 $\cos\omega t$ 与 a 相电压同相位。

d 轴分量反映电压的均方根值。即通过 d-q 变换，可瞬时求取对称三相电压的均方根值。对于平衡的三相电压暂降，没有相位跳变问题，暂降电压的幅值可用这种方法迅速确定。

对于单相电压暂降测量，可以以单相电源为参考电压构造一个虚拟的对称三相系统，从而可利用上述的坐标变换进行分析。

对于一般的电能质量扰动情况，将电压表示为基波分量与表示扰动的高频振荡信号的叠加，进行 d-q 坐标变换。基波均方根值在 u_d 中表现为直流分量，第 h 次高频振荡信号则分解为 $h\pm1$ 次高频振荡信号的叠加；q 轴电压的变换结果中直流分量为零，高频振荡信号的变换结果与 d 轴相似。当电压中含有较大的扰动时，可采用滤波技术提取出 u_d 中的直流分量以快速获得反映电压的均方根值。

发生相位跳变角度为 α 和电压均方根值为 U_{sag} 的电压暂降时，利用 d-q 坐标变换求出 U_{dn} 和 U_{qn}，则暂降电压的幅值和相位跳变分别为

$$U_{sag} = \frac{\sqrt{3}}{3}\sqrt{U_{dn}^2 + U_{qn}^2} \tag{15.6-19}$$

$$\alpha = \arcsin\left(-\frac{\sqrt{3}U_{qn}}{3U_{sag}}\right) = \arcsin\left(-\frac{U_{qn}}{\sqrt{U_{dn}^2 + U_{qn}^2}}\right) \tag{15.6-20}$$

快速、准确地提取 U_{dn} 和 U_{qn}，是求解暂降电压幅值和相位跳变的关键。根据提取方法的不同，可将瞬时电压 d-q 变换检测方法分为低通滤波法和平均值法。

在具体应用中，瞬时 d-q 分解方法有很多改进方法，不再赘述。

6.4 单相电压变换平均值法

电压暂降幅度与相位跳变的求解，也可采用单相电压变换平均值法。这种方法特别适合于对某一相电压的测量。

假设电压信号为

$$u(t) = X\cos(\omega_0 t) - Y\sin(\omega_0 t) \tag{15.6-21}$$

式中：ω_0 为基波角频率，rad/s。

设 $\sin\omega_0 t$ 和 $\cos\omega_0 t$ 是与暂降前电压同相位的正、余弦信号，则可得

$$u_d(t) = 2u(t)\sin(\omega_0 t) = -Y + Y\cos(2\omega_0 t) + X\sin(2\omega_0 t) \tag{15.6-22}$$

$$u_q(t) = 2u(t)\cos(\omega_0 t) = X + X\cos(2\omega_0 t) - Y\sin(2\omega_0 t) \tag{15.6-23}$$

取基波半个周期（或其整数倍）的平均值，则可由 u_d、u_q 的平均值求出 Y 和 X，从而可以得到暂降幅值为 $\sqrt{(X^2+Y^2)}/2$，相位跳变为 $\arctan(Y/X)$。

除本节所述方法外，电压暂降特征量还可采用峰值电压法、基波分量法以及小波变换等方法来检测。

7 电能质量测量设备

可用于电能质量测量的常见仪器设备的基本类别如表 15.6-3 所示。

除了这些直接测量电力系统稳态信号或扰动的仪器之外，还有通过测量周围环境条件来帮助解决电能质量问题的其他仪器。例如，红外线仪表用于检测松动连接和架空线路，有助于防止由电弧或接触不良引起的电能质量问题。静态电量计用于测量敏感设备附近电荷，防止静电放电诱发电子设备中的电能质量问题。

表 15.6-3 常见的电能质量测量设备及其主要功能

仪器类别	主 要 功 能	其 他 描 述
万用表	进行设施内部电压、电流水平的快速检查；电路的过负荷问题、欠电压与过电压和线路不平衡问题	选择和使用万用表时最需要考虑的因素是仪表中所用的计算方法
数字相机	现场测量时记录：电气设备铭牌；仪器配置和线路连接；仪器所示的关键波形；电气设备的位置；关键电气元件的尺寸等	现场测量时，测量人员往往来不及记下所有重要数据。当有很多测量细节需要记录时，人类记忆是不可靠的。现代数字相机在现场测量中已不可或缺
示波器	直观地显示电压和电流波形；显示计算电压和电流幅值及相对相位；反映明显的波形畸变，并检测信号中的各种主要变化	常用于实时试验，及时地显示关键波形和主要参数。通常还可进行通信，使波形数据能下载到计算机，以便用软件包进行进一步分析
扰动分析仪	一般可测量多种扰动现象，从时间极短的暂态过程到长时间停电或欠电压。可根据设定的阈值在一段时间内自动记录各种扰动	传统分析仪利用过电压和欠电压幅值、暂降和浪涌幅值及与持续时间、暂态过程幅值及持续时间等信息总结事件。图形化的分析仪另外还能保存和打印实际波形
谐波分析仪和频谱分析仪	同时测量电压和电流以获取谐波潮流信息；同时测量各谐波成分的幅值和相角；足以准确测量 37 次以上谐波的高快速采样率；表征谐波畸变水平统计特性（随负荷和系统条件的变化情况）	便携式分析仪，在发生问题处快速检查谐波水平。通用频谱分析仪，适用场合广泛，功能强大，不是专为工频波形设计，须小心使用以保精确。专用谐波分析仪，专为电力系统谐波分析设计，一般可以放在现场，具有通信能力，用于远程监测

续表

仪器类别	主 要 功 能	其 他 描 述
扰动与谐波综合分析仪	同时具有谐波检测分析和各种扰动监测功能	图形化输出，数据通过电话线远程收集到中央数据库。可对数据进行统计分析。数据还可供其他程序使用
闪变测量仪	用精确的调谐滤波器和统计分析来评估电压闪变水平	闪变仪实质上是解调闪变信号的装置，它根据建立的“闪变曲线”进行加权，并对要处理的数据进行统计分析
智能型电能质量监测仪	具备多项电能质量监测分析功能。智能化分析处理，提供有价值信息，帮助解决问题	具有就地分析、解释及确定电能质量问题的能力。信息直接在仪器内部生成并及时提供给用户

选择测量仪器时，需要重点考虑的因素包括：

1）通道的数量（电压，电流）。

2）温度要求和耐用性。

3）输入电压范围和功率要求。

4）测量三相电压的能力。

5）输入隔离（输入通道之间及每个通道与地之间的隔离）。

6）仪器的装配（便携式，安装在机架上等）。

7）操作是否简便（用户接口，图形化功能等）。

8）通信能力（modem，网络接口）。

9）分析软件的功能。

测量仪器的综合性也很重要。单个仪器的功能越多，所需的仪器数量就越少。

8　变换器要求

一般不能将仪表直接接入一次系统进行电能质量测量，往往要用变换器来获得可接受的电压和电流信号水平。在选择变换器时，有两个重要指标必须引起注意，即：信号水平和频率响应。

8.1　信号水平

电压变换器（TV）和电流变换器（TA）的量程需要优先认真考虑。量程定位不合适容易导致变换器或监测仪器损坏。

数字监测仪集成了模拟/数字转换器（A/D）。为了尽量精确地反映监测信号的真实状况，应该尽量利用 A/D 板的整个量程范围。典型 A/D 板的噪声水平大约是满刻度位数的 33%（对于 16-bit 的 A/D 板是 5 bit）。因此，作为一般规则，输入到仪器的信号不应小于满刻度值的 1/8，以使监测信号的量值远远大于 A/D 板的噪声水平。这可通过选择合适的变换器来实现。

8.1.1　电压变换器

TV 的定制应确保在测量扰动时不会发生磁饱和。对于暂态现象而言，一般要求变换器饱和曲线的拐点电压值至少为系统标称电压的 2 倍。

可以预先做一些估算，不应让稳态电压达到监测仪器的满量程值。如果出现过电压，信号会被 A/D 板削波限幅，导致测量结果失效。一般应允许 200%的过电压。这可通过改变仪器的输入范围或适当改变 TV 的量程来实现。

8.1.2　电流变换器

大多数电能质量测量仪器厂商会为其设备提供配套的 TA。这些 TA 的量程范围很宽，可以适应不同负荷水平。TA 的额定值通常取为最大连续负荷电流。

TA 额定电流和变比的选择取决于测量目标。如果关心的是故障或者涌流，TA 须定位在正常负荷电流的 20～30 倍范围内。此时对负荷电流的分辨率较低，有时无法精确描绘负荷电流的谐波特性。如果关心的是谐波和负荷特性，应选择能够精确反映负荷电流特性的 TA，才能评估负荷对系统电压变化的响应，才能精确计算负荷电流谐波。

8.2　频率响应

8.2.1　电压变换器

标准测量类 TV 的频率响应取决于其型号和所接负载。一般来说，负载大多是很大的阻抗。带有大阻抗负载，频率响应通常至少有 5kHz。目前大多数监测设备在这方面都没问题。电能质量监测仪、数字万用表、示波器和其他仪器都对变换器呈现出非常大的阻抗。

有些变电站用电容耦合型电压互感器作为电压变换器。一般的电能质量监测不能用这样的变换器。低压互感器与电容分压器下方的电容并联，形成了工频的调谐电路，不能准确提供高频分量的信号。

在测量高频电压分量时，需要一个电容性分压器或纯电阻分压器。若要精确测量 1MHz 以上的暂态分量，可用专用的电容分压器。

8.2.2　电流变换器

标准测量类 TA，通常足可用于高达 2kHz 的频率（低于 2kHz 时，相位误差可能比较明显）。对于更高的频率，应该用高变比的窗型 TA（环形、分裂铁芯、条形和夹钳式）。

比较理想的 TA 应具有如下属性：

1）变比足够大，例如 2000∶5 或更大。

2）首选窗型 TA。假如匝数比小于 5，可以用一次侧缠绕的 TA。

3）剩磁少，例如：铁芯饱和值的±10%。

4）铁芯面积大。铁芯中用的硅钢片越多，TA 的频率响应越好。

5）二次绕组的电阻和漏抗尽可能小。

8.3　安装条件

对配网一次侧的电能质量监测，同时需要电压和电流变换器。为实现这些变换器的最佳组合，需认真考虑下列因素：

1）监测位置（变电站、架空线、地下电缆等）。

2）空间限制。

3）安装变换器时遮断电路的能力。

4）电流监测的需要。

现有的变电站 TA 和 TV（CCVT 除外）大多可用于电能质量监测。

对于配网一次电路的监测，往往希望使用那些不需线路停运就能安装的变换器。新型的电压和电流监测仪器都可带电安装。然而，现场试验表明，其频率响应取决于电流幅值、温度和二次电缆长度等，很难用于精确的电能质量监测。在变换器与仪器相匹配时，应注意以下几点：

一般，所有的一次侧场合都应使用测量类 TV 和 TA 进行监测，以保证测量频谱的精确性。安装时要求电路停电，

但可以通过合理设计缩短停电时间。可以在无载配电变压器的二次侧对一次侧电压进行监测。一般可给出高达 3kHz 的精确结果。该方法对地下电路格外有吸引力，可以在装配于基座上的变压器的二次侧安装监测仪器。

二次侧场合的变换器要求就简单得多。对于 400V 及以下系统，可直接进行连接。仪器的频率响应能力可以被完全利用。

电流测量既可以采用测量类 TA（例如供电入口处）又可以用夹钳式 TA（在设备内部的位置）进行监测。夹钳式 TA 的变比范围很宽。

8.4 不同场合的变换器选择

表 15.6-4 介绍了不同的监测位置和满足这些位置监测要求的不同类型的变换器。表 15.6-5 介绍了不同电能质量现象及其测量用变换器。表 15.6-4 和表 15.6-5 应联合使用，以便为给定的应用场合确定最佳变换器。

表 15.6-4 不同位置的 TV 和 TA 选项

位置	TV	TA
变电站	测量 TV	测量 TA
	专用电容或电阻分压器	保护 TA
	校准用套管分接头	
架空线	测量 TV	测量 TA
地下位置	测量 TV	测量 TA
	垫上装配互感器	
	专用分压器	
二次侧场合的	直接连接	测量 TA
供电入口		夹钳式 TA
设备内部	直接连接	夹钳式 TA

表 15.6-5 测量不同电能质量变化所需要的 TV 和 TA

关注事项	TV①	TA
电压变化	标准测量型	标准测量型
谐波水平	标准测量型	窗型
低频暂态（投切）	带有高拐点饱和的标准测量型	窗型
高频暂态（雷电）	电容和电阻分压器	窗型

① 在均方根值标称小于 600V 的位置通常不需要 TV。

9 电能质量监测技术的发展趋势

网络化、信息化、标准化和智能化已成为电能质量监测系统的必然发展趋势，它为电网的优化和事故分析提供实时可靠的数据，为电能质量综合评估提供切实依据，也是电力企业面向市场、适应竞争的强有力手段，可以进一步保障各级用户的正常用电秩序，为其提供优质的电能。

9.1 电能质量监测网络化

监测系统实现网络化，既可以实现同一供电系统不同地点的电能质量监测，也可实现多个系统的集中监测，对系统电能质量可进行多层分析和评估，进而有助于针对存在的电能质量问题提出合理的治理方案。

目前，由于监测的数据量庞大，数据要求共享，并进行多角度观测，原始的局域网可能不满足需求，未来的发展必将以宽带通信和光纤网络为技术支撑，网络的拓扑结构也直接反映电能质量监测系统的总体水平。

网络型监测系统利用强大的数据分析软件不仅可与其他信息系统相连，最大限度地实现信息的集成和资源共享，还可通过 Web 服务器，实现各监测点统一管理、统一调度。图 15.6-5 为典型的三层体系结构模型。

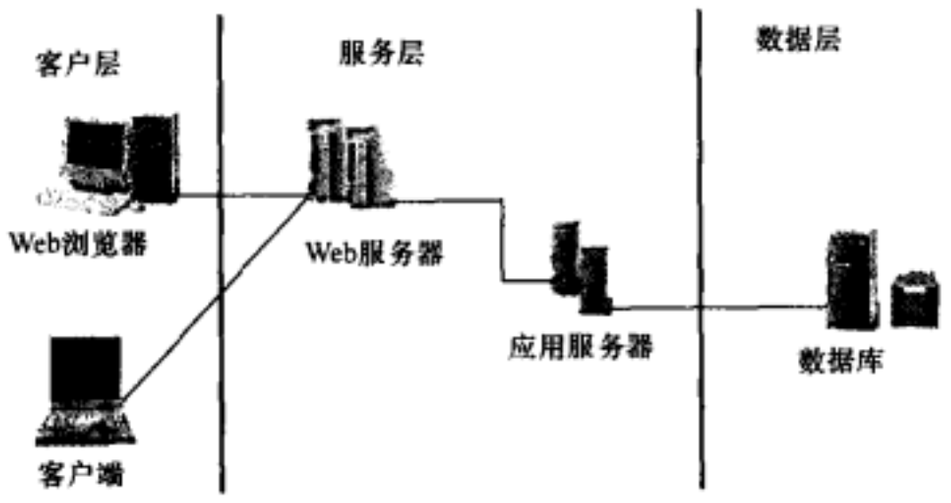


图 15.6-5 网络型电能质量监测系统的三层体系结构模型

9.2 电能质量监测信息化

从监测内容上看，首先，监测点要求信息的实时性加强了，实时数据的传输需要面向连接，频度为秒级，比特率可变，要求具有较高的精度等级；其次，为了电能质量实时监测、有效应对的需要，信息的传送必须高速、准确；再者，涉及的是多业务的灵活性，传输的频度及应用类型都较为随机，要求传输网络具有较高的灵活性和扩展性。因此，传统的电力通信向实时、可靠、高速，并集成语音、数据、图像等各类业务为一体的信息化综合性网络方向发展十分必要。

9.3 电能质量监测标准化

9.3.1 数据格式标准化

电能质量监测实时数据量相当庞大，因此对于数据格式的设计应该有严格的统一的规定，以便数据的共享与传输。IEEE 标准委员会提出了一种通用的数据文件格式作为通用的平台——PQDIF（Power Quality Data Interchange Format）。PQDIF 将数据的物理属性和逻辑属性分离，具有良好的扩展性和压缩性，实现了电能质量物理属性的多角度观察，使多数据源具有良好的兼容性，便于实现数据共享，为分析电网的电能质量问题以及实现电能质量管理和分析系统提供一个很好的平台。

9.3.2 显示界面标准化

显示界面的规格化、统一化、标准化，可以提高系统信息共享的档次；易于工作人员交流经验；各站点之间、各监测仪器之间相互交换数据更方便；明确显示各监测仪器、子系统及主系统各项功能，便于比较。

9.4 电能质量监测智能化

智能化是指利用先进的数学方法和工具对电能质量现象和实测数据进行挖掘、分析和整理。对电能质量扰动做出科学的评估，为电力部门改善电能质量提供决策依据。可以包含电能质量综合评估的内容。

专家系统的开发要求很多处理方法，例如信号处理、基于规则的技术和知识探索（数据挖掘）方法等。在设计专家系统模块之前，必须明确定义模块的功能或目标，因为它们最终决定专家系统模块的整体设计水平。

将原始数据转换为知识的过程包括：数据选择和准备，从选定数据中提取信息，信息吸收和报告表述。

第 7 章　电能质量控制技术

1　概述

为保证供电系统电能质量，包括电压、频率及波形等指标满足电能质量标准的要求，就必须采用一系列技术措施，即所谓电能质量控制技术。电能质量控制技术的内容与电能质量问题的性质密切相关。常规电能质量问题中，电压偏差的调整、频率偏差的调整、三相不平衡的补偿等本质上都属于电能质量控制的范畴。现代电能质量问题中，谐波的抑制、电压波动与闪变的控制、电压暂降与短时中断的缓解等已成为电能质量控制的重要内容。因此，电能质量控制是指在电力系统稳定运行状态下，能够保证供电系统电能质量符合标准的电力供用的各种措施，这些措施依据具体目标的不同可以称为控制、抑制、缓解、减缓、消除等，都属于电能质量控制技术。

现代电能质量问题的解决常常要求控制系统具有响应速度快、控制精度高等特点。传统电能质量控制技术通常采用模拟的、手动的、机械的装置实现。存在响应速度低、控制精度差等问题。如传统的机械投切式电容补偿只能分组不连续补偿，响应时间在数秒以上。且由于合闸角无法精确控制，易造成合闸冲击，导致补偿设备的损坏。又比如传统用于电压暂降控制的备用电源，在采用机械开关进行切换时，最短响应时间也在 2s 以上，多达 100 个周波，这样的供电中断必然造成许多敏感用电设备的停运。因此，必须采用响应速度快、控制精度高的技术才能真正满足现代供用电系统对电能质量的要求，这就是基于电力电子技术的电能质量控制技术。

电能质量控制的核心是能够对供用电系统的电力进行控制、变换，为用户或供电方提供满足要求、质量合格、效能最佳的电力。而完成这种控制与变换的关键就是各具特色的电力电子器件及其控制电路。与电能质量控制技术应用相关的电力电子器件正在向高耐压、大电流、低损耗及高频化方向发展。现代电能质量控制技术还与蓄能技术、信息处理技术发展密切相关。蓄能技术为电能质量控制技术提供了能量缓冲、平衡及后备的手段。信息技术的发展则为电能质量控制系统的检测、算法实现、数据通信等提供了实现的途径。

电能质量控制技术是一项不断发展、不断丰富的技术。在电力事业发展的初期，电能质量的控制技术被分散化。提高可靠性的控制措施与电压、频率及三相平衡的调整技术被看作不同技术领域的问题。随着用电需求和用电水平的发展，电能质量问题日显重要。电能质量控制已成为一个独立的技术领域。近年来，用户电力技术（Custom Power）或称柔性化供电技术得到广泛关注。这些技术能够针对不同电力用户及负荷的需求提供不同质量和形式的电力供应，具有高度灵活性、可靠性，是一种新型的信息化和智能化供电技术。而这些技术的核心就是电能质量控制技术。

电能质量的控制措施需要通过从规划、运行到补偿的各个环节，从管理、操作到设备的各个层次，从制造商、供电方、用电方及科研院校各个部门的共同努力才能够实现。因此，电能质量控制不仅仅是技术问题，还应当从规划、管理等多方面统一考虑并进行合理利用，才能有效提高电能质量。

电能质量控制的内容与电能质量问题的性质密切相关。可以依据结构特征、连接方式或电压等级进行分类，也可依据所要解决的电能质量问题分类。虽然一些电能质量控制装置具有多功能的特点，但通常以解决某项电能质量问题为主。本章以下内容，依据电能质量控制技术所要解决的主要问题分类描述。

2　电力谐波抑制技术

电力谐波的抑制或减缓措施通常可分为预防性和补偿性，具体包括：

（1）供电设备（如电容器、变压器、发电机等）在设计、制造、配置等方面采取减少谐波的措施。

（2）通过增加整流器的脉动数或采用可控整流来限制电力谐波的主要来源—整流器的谐波。

（3）改变接线方式。

（4）采用滤波器。

其中（1）、（3）方面的内容在有关发电机结构设计、变压器连接方式及供电方式中已有详尽论述，这里主要针对（2）、（4）两种电力谐波的控制技术给予介绍。

2.1　整流设备与谐波控制

2.1.1　增加整流装置的脉动数

整流装置产生的特征谐波电流次数与脉动数 p 有关，$h=kp\pm1$（$k=1$，2，3，…）。当脉动数增多时，整流器产生的谐波次数也增高，而谐波电流近似与谐波次数成反比，因此，一系列次数较低、幅度较大的谐波得到消除，谐波源产生的谐波电流将减小。

以脉动宽度为 60°的 6 脉动三相整流桥为基本单元，利用 m 组整流桥，使每个整流桥的交流侧电压依次移相 $\beta=60°/m$，则可以组成直流侧整流电压脉动数为 $p=6\times m$ 的多相整流桥。其脉动数 p 和组数 m 及移相角 β 如表 15.7-1 所示。组成的多相整流桥每个脉动的宽度即等于移相角 β。

比较 6 脉动和 $p=12$、18、24 脉动整流器，在电源阻抗为零、直流负载为恒电阻情况下产生的特征谐波电流，如表 15.7-2 所示。

表 15.7-1　　多相整流桥的组成

p	m	β	p	m	β
12	2	30°	36	6	10°
18	3	20°	48	8	7.5°
24	4	15°			

表 15.7-2　　多脉动换流器产生的特征谐波电流 I_h　%

h	1	3	5	7	8	11	13	15	17	19	21	23	25
$p=6$	100	—	20	14.3	—	8.1	7.7	…	5.8	5.3	—	4.3	4.0
$p=12$	100	—	—	—	—	8.1	7.7	—		—		4.3	4.0
$p=18$	100	--	—	--	—	—	—	—	5.8	5.3	--	—	--
$p=24$	100	—	—	—	—	—	—	--	—	—	—	4.3	4.0

$p=18$ 及以上时的移相角 α 可通过整流变压器采用曲折

绕组（Z 接线）实现，每组线圈通过不同的连接方式和不同匝数比的配置形成不同的移相角。每组线圈应具有相同的变比，使其一、二次侧的基波电压分别相同。

2.1.2 PWM 整流器

随着全控器件的推广应用，基于 PWM 控制技术的整流器得以实用化。实际上，这种模式的整流器已不只用于整流，也可作为逆变器工作，将直流电能回馈给交流系统。通常，全控器件的控制规律依据 SPWM 产生。脉宽调制所用的参考正弦电压频率与电源电压严格一致，相角则依据工作在整流状态还是逆变状态而定。由此产生的整流器输入端的电压为 SPWM 波，由于连接电感的存在，对应的电流为有一定波动的正弦波。这就大大降低了电源电流的谐波分量。

2.1.3 功率因数及波形校正技术

功率因数校正技术（PFC——Power Factor Correction）既可用于单相整流电路，又可用于三相整流电路。输入侧电流可以为连续导通模式（CCM），不连续导通模式（DCM）。

输入侧电流为连续导通模式（CCM）的单相有源功率因数校正器拓扑结构与控制环节如图 15.7-1 所示。图 15.7-2所示为采用定频率控制时的电源侧输入波形。可见，PFC 实际上为一 Boost DC/DC 变换电路，其输入电压能够跟踪整流输出电压的变化，从而使电源电流接近正弦变化。三相功率校正电路中，通过对一个开关的控制，要使三相电流均为正弦波且和电压同相位是十分困难的，而且直流输出电压过高，增大了器件的电气应力。因此，三相有源功率因数校正技术远不如单相有源功率校正技术成熟，特别是大功率还处在研究和发展过程中。

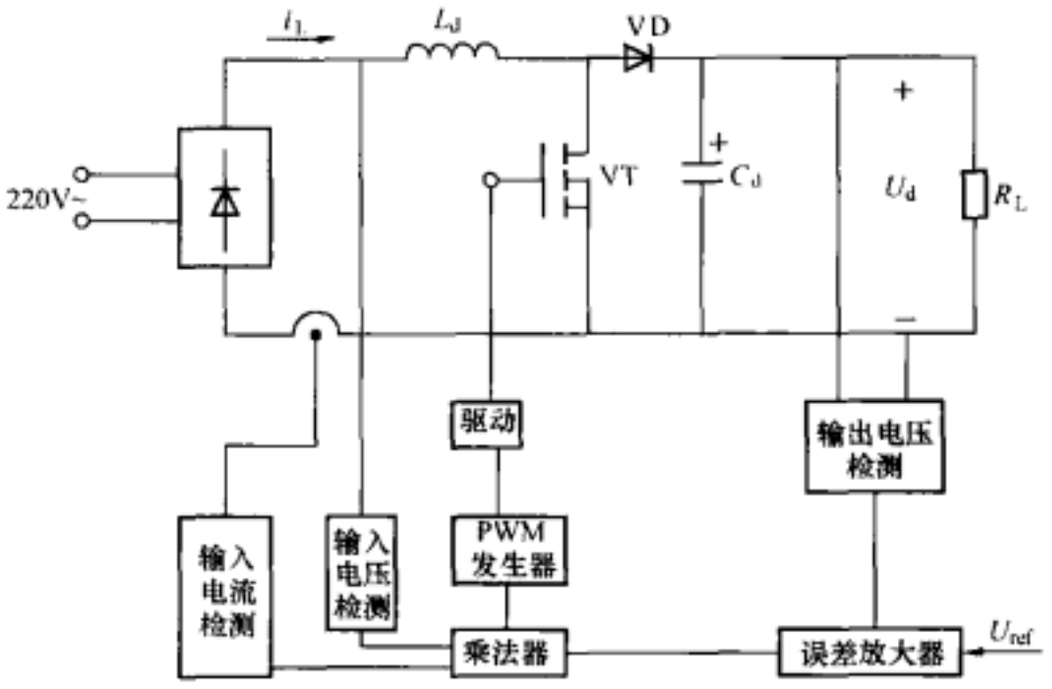


图 15.7-1 单相功率因数校正器结构

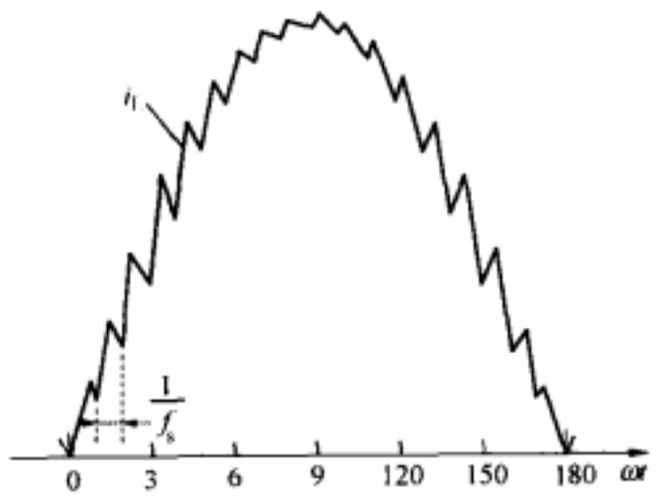


图 15.7-2 定频率控制输入电流波形

2.2 交流滤波器

电容元件与电感元件按照一定的参数配置、一定的拓扑结构连接，可形成无源滤波器，能够有效滤除某次或某些次的谐波。理论上讲，当某次谐波滤波器调谐到该频率时，滤波器所呈现的阻抗为零，因而能够全部吸收该次谐波。图 15.7-3 所示为一些典型无源滤波器的拓扑结构。

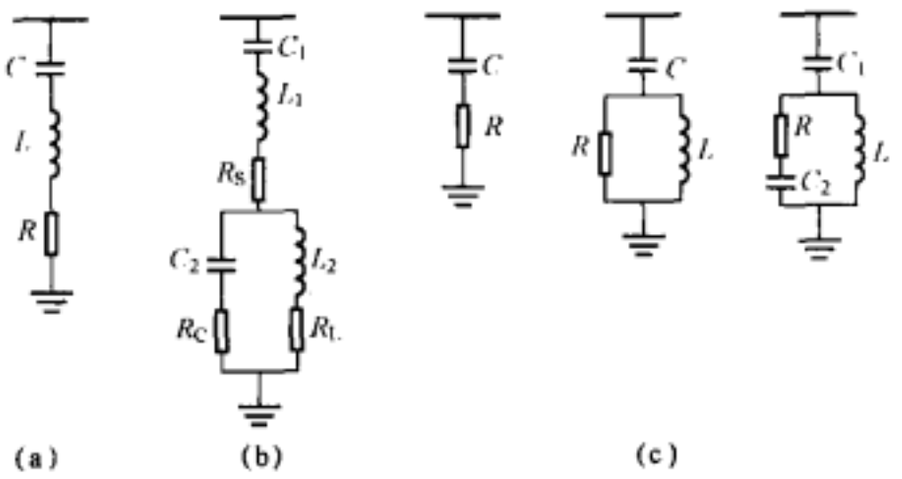


图 15.7-3 典型无源滤波器的拓扑结构

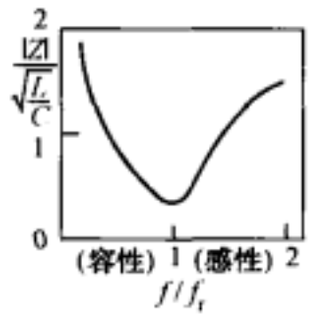
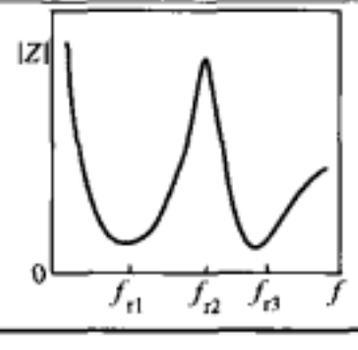
（a）单调谐滤波器；（b）双调谐滤波器；（c）高通滤波器

图 15.7-3（a）所示的无源滤波器，称为单调谐滤波器，由电容与电感串联而成。它具有与某低次谐波频率一致的谐振频率，可用来消除该低次谐波。对应于调谐频率，电容器与电抗器的阻抗相匹配，滤波器呈纯阻性。频率低于谐振频率时，滤波器呈容性；频率高于谐振频率时，滤波器则呈感性。图 15.7-3（b）所示的无源滤波器，称为双调谐滤波器，由调谐在不同谐振频率的两组电容与电感串联而成。对应于两种谐振频率，滤波器呈现低阻抗。

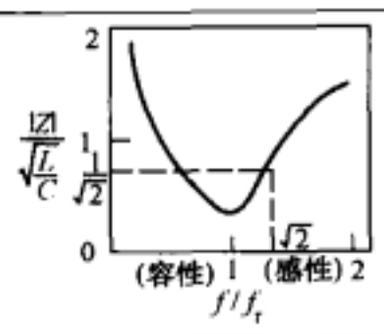
图 15.7-3（c）所示的无源滤波器，称为高通滤波器，分别为一阶、二阶和三阶高通滤波器。用来滤除某高次谐波及该次频率以上的谐波。

几种典型无源交流滤波器特性如表 15.7-3 所示。

表 15.7-3 无源交流滤波器特性

滤波器名称	滤波器阻抗	阻抗频率特性	特征频率	备注
单调谐滤波器	$Z=R+\mathrm{j}\left(\omega L-\frac{1}{\omega C}\right)$		$f_0=\frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$	特征频率指谐振频率
双调谐滤波器	$Z\approx R_s+\mathrm{j}\left(\omega L_1-1/\omega C_1\right)+\frac{\mathrm{j}\omega L_2}{1-\omega^2 L_2 C_2}$		$f_{01}=\frac{1}{\omega\sqrt{L_1C_1}}$ $f_{02}=\frac{1}{\omega\sqrt{L_2C_2}}$	特征频率指谐振频率 忽略并联支路电阻影响

续表

滤波器名称	滤波器阻抗	阻抗频率特性	特征频率	备注
二阶减幅高通滤波器	$Z\approx -\mathrm{j}\frac{1}{\omega C}+\frac{\mathrm{j}\omega LR}{R+\mathrm{j}\omega L}$		$f_0=\frac{1}{2\pi RC}$	特征频率指截止频率

滤波器设计通常包括形式的确定，无功补偿的考虑，参数的选择及过电压、过电流与过负荷校验，谐振的校验等。由于系统阻抗往往呈现为感性，为防止对调谐点谐波电流的放大，单调谐滤波器的调谐次数应偏离所要滤除的主要谐波的次数。一般情况下，可选取调谐次数为所要滤除的主要谐波的次数的 0.96～0.98 倍。

2.3　有源电力滤波器

2.3.1　基本原理

随着全控型功率器件技术的进步及越来越多敏感负荷对滤波效果要求的提高，有源电力滤波器开始受到人们的重视。有源电力滤波器采用与交流滤波器完全不同的原理，通过产生与补偿谐波形状一致、相位相反的电流，来抵消非线性负载产生的谐波电流，以使谐波不会流入公共供电回路。

如图 15.7-4 所示，将谐波源负荷的电流 i（t）按供电电压 u（t）分解为一与电压波形相同、且同相位的有功电流 i_p（t）及与 i_p（t）正交的无功电流 i_q（t）。

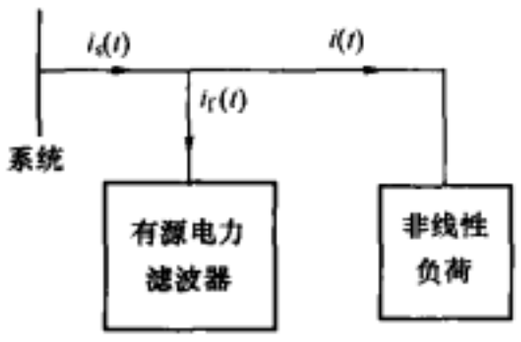


图 15.7-4　有源电力滤波器连接

$$i(t)=i_p(t)+i_q(t) \tag{15.7-1}$$

有源电力滤波器用来补偿负荷电流中的无功分量，产生一个与 i_q 相等且反相的电流 i_f，按照图 15.7-4 中所示的正方向，有 $i_f=-i_q$，则系统电流为

$$i_s=i+i_f=i_p \tag{15.7-2}$$

表明系统仅供给与电压 u 波形相同且同相位的有功电流。

图 15.7-5（a）为负荷电流 i 的波形，设为矩形波。扣除基波分量电流 i_1 后，得含全部谐波电流 i_H 的畸变电流波形，如图 15.7-5（b）所示。有源滤波器产生的补偿电流 $i_f=-i_H$，其波形如图 15.7-5（c）所示。系统电流$i_s=i+i_f=i_1$ 如图 15.7-5（d）所示。谐波分量已全部被补偿，系统仅供给基波电流。

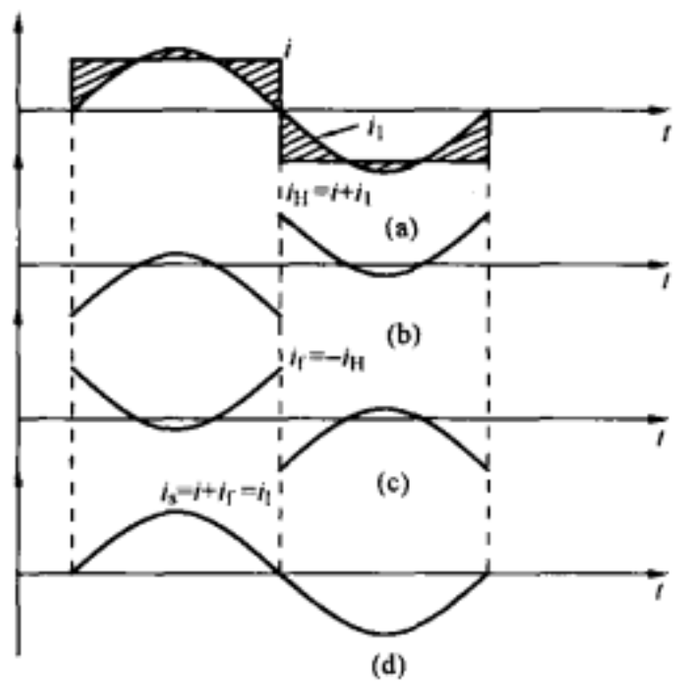


图 15.7-5　有源电力滤波器的补偿波形
（a）负荷电流；（b）负荷电流中的谐波分量；（c）补偿电流；（d）系统电流

当电压 u 中含有谐波成分时，则补偿后的系统电流 $i_s=i_p$ 中尚含有少量与电压谐波成正比的谐波分量。但因系统电压接近于正弦波，故有源电力滤波器能够抑制负荷电流中绝大部分的谐波电流。

2.3.2　电路结构

有源电力滤波器实质上是一个与负荷谐波电流及基波无功电流反相位的特殊补偿电流源。其主要结构如图 15.7-6 所示，由四个部分组成。

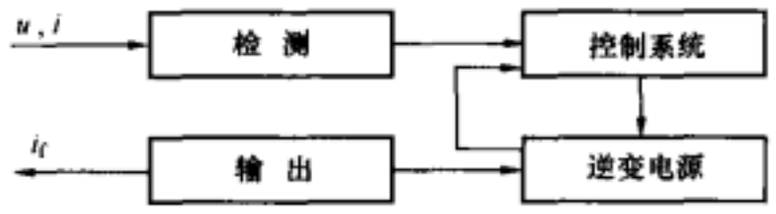


图 15.7-6　有源滤波器结构

无功电流 i_q 或谐波成分 i_H 检测部分。工程实际中要求实时快速地检测负荷电流中的无功分量 i_q 或谐波成分 i_H 的瞬时值。由于确定 G 值要经过为时一周的积分，故对于实际变化的电流，检测所得的 i_q 存在少量延时，对于不是快速跃变的负荷，仍可用做实时被补偿的电流。检测算法还经常采用瞬时无功功率理论，快速傅里叶变换及人工神经网络等方法。

控制系统：根据检测到的负荷无功电流 i_q 或谐波成分 i_H，发出控制逆变器各臂开关元件通断的信号。

逆变输出：逆变输出的直流侧接入电感或电容储能元件。在逆变过程中，前者用来维持恒定直流电流（电流型），对系统进行电流补偿；后者用来维持恒定直流电压（电压型），通过串接电感对系统进行电流补偿。目前实际应用中多为电压型。

逆变器各臂采用控制极可关断的功率器件，如 GTO、IGBT、MCT 等。根据控制系统的触发信号，用脉冲宽度调制（PWM）的方法，即周期相等、导通时段不等的方式，把直流电流或电压转换成幅值不变、宽度可调的高频脉宽调制波。

综上所述，有源电力滤波器采用高频脉宽调制及快速补偿技术，具有动态特性好、滤波效果不受系统参数影响、占地小等特点，已成为抑制电网谐波极具发展前景的措施。

3　电压波动与闪变的抑制技术

电压波动与闪变通常由具有一定统计特征的波动性或冲击性负荷造成。电压波动与闪变的程度，与供电系统短路容量的大小、供电网络的结构以及负荷的用电特性等有关，因而，电压波动与闪变的抑制必然要从用电设备特性的改善、

供电能力的提高以及补偿设备的采用等几方面出发来采取相应措施。用电设备特性的改善，如异步电动机起动方式的改善、电弧炉特性的改善，有关方法在这类设备的讨论中已有详尽描述。通过供电方式的改造，如架设专用线路、接入更高一级电压电网等可以有效降低电压波动与闪变问题的严重程度，代价虽然较高，但也是有效而成熟的方法。以下主要针对补偿设备的应用展开讨论。

3.1 静止无功补偿器

波动性、冲击性负荷造成的电压波动与闪变，其实质为无功功率的不平衡。因而，具有快速无功功率补偿控制功能的装置能够对电压波动与闪变起到很好的抑制作用。静止无功补偿器（Static Var Compensation，SVC）是近年发展起来的一种动态无功功率补偿装置。它的特点是调节速度较快、运行维护工作量小、可靠性较高。

静止无功补偿基于电力电子技术及其控制技术，将电抗器与电容器结合起来使用，能实现无功补偿的双向、动态调节。SVC 依据结构的不同，通常可分为：具有饱和电抗器的静止补偿器、晶闸管投切电容器（TSC）、带固定电容器的晶闸管控制电抗器等。这里介绍几种对电压波动抑制有重要作用的 SVC。

3.1.1 具有饱和电抗器的静止补偿器

这种静止补偿器是由一台饱和电抗器 L_s 和一组并联电容器 C 组装而成，其典型的构成如图 15.7-7 所示。

图 15.7-8 是这种补偿器的电压—电流特性，右边是感性电流区，左边是容性电流区。

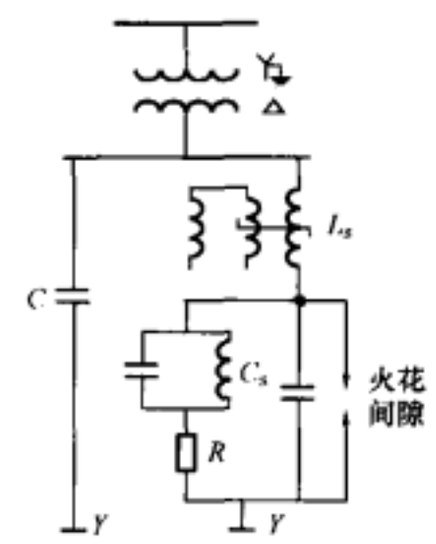


图 15.7-7 具有饱和电抗器的静止补偿器的构成

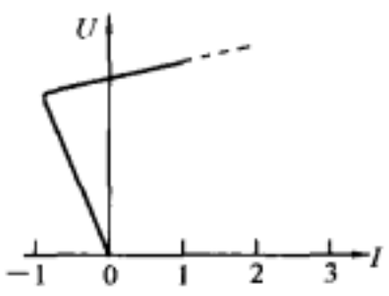


图 15.7-8 具有饱和电抗器的补偿器的电压—电流特性

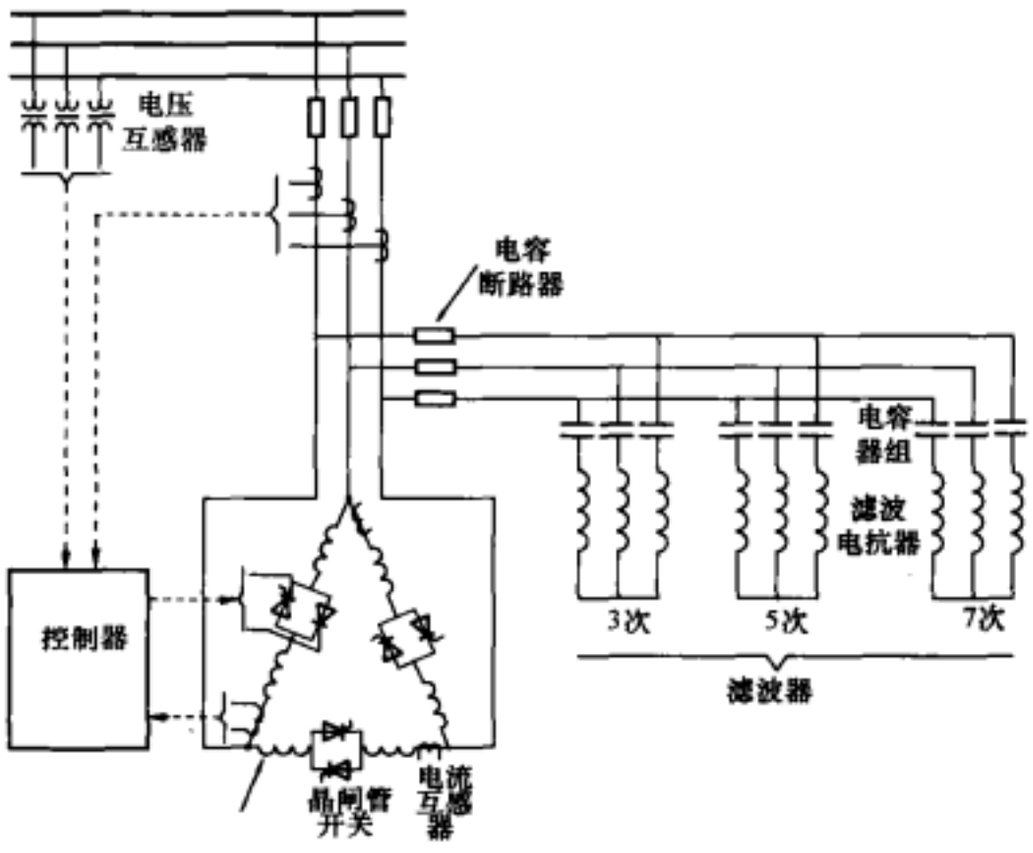


图 15.7-9 电容器组与晶闸管可控电抗器并联形成的静止无功补偿器电路结构图

3.1.2 FC+TCR 型静止补偿器

TC+TCR 型静止补偿器是由电容器组与晶闸管可控电抗器并联形成的静止无功补偿器。图 15.7-9 给出了这种补偿器的电路拓扑结构。这种装置通过电容器的分组投切可提供不连续的容性无功功率，通过晶闸管控制的电抗器可提供连续的感性无功功率。电容器通常串接一定量的电抗，实现滤波作用，因为补偿器工作在感性模式时，会产生大量谐波。这种补偿器的静态特性曲线如图 15.7-10 所示。正常控制范围为线段 AB，其斜率为正，补偿的无功大小由晶闸管的触发角 α 决定。

$$Q_\alpha = | B_C - B_{1\alpha} | U^2 \qquad (15.7\text{-}3)$$

式中：B_C 为电容器的电纳，S；$B_{1\alpha}$ 为在触发角为 α 时对应的电抗器电纳，S。

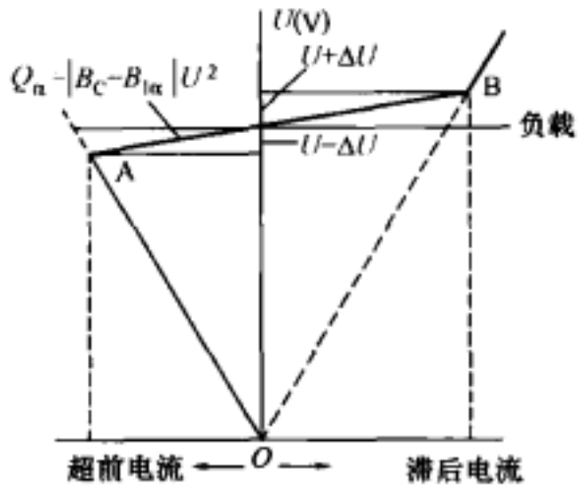


图 15.7-10 静止无功补偿器的静态特性曲线

由于电抗值可以调节，所以式（15.7-42）中的电纳可以在很大的范围内变化，电压在 $U\pm\Delta U$ 的范围内变化。在控制范围 AB 的外面，这种 SVC 在电压大于 $U+\Delta U$ 时，具有电感的特性，在电压低于 $U+\Delta U$ 时，则呈现电容器的特性。此种 SVC 的响应时间大约在 1～2 个周波。这种补偿器在设计上，通常保证能够短时间提供比长期稳态运行大得多的无功输出，以提供紧急情况下的无功补偿。

3.1.3 TSC+TCR 型静止补偿器

TSC+TCR 型静止补偿器是由可控电容与可控电抗组成的静止无功补偿器。这种补偿器既可实现感性无功的连续控制，又可实现容性无功的连续控制。它可用于改善系统在大扰动下的运行特性，并可有效降低系统的功率损耗。图 15.7-11 给出了它的伏—安特性。这种补偿器在设计上，也保证能够短时间提供比长期稳态运行时大得多的感性或容性无功输出。

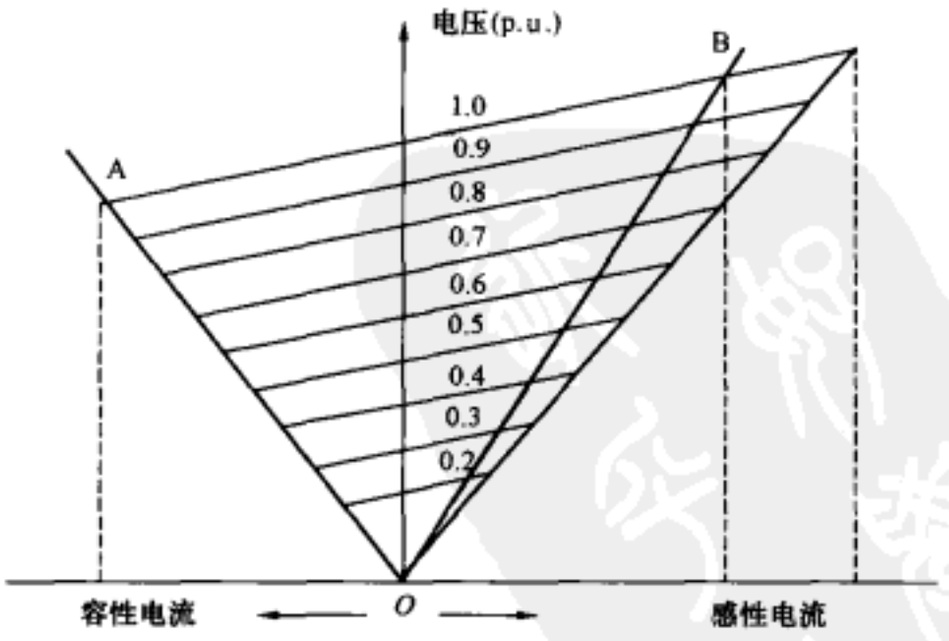


图 15.7-11 可控电容与可控电抗组成的静止无功补偿器伏—安特性

在正常工作区域内，电压的调节特性可通过指定的斜率体现。当发出的容性无功达最大值时，整个补偿装置相当于电容器，且补偿电流随电压线性下降。这时，补偿器的补偿能力随着电压的降低而下降。

大容量 SVC，在输电线路的无功补偿、高压直流输电换流器的无功潮流的快速控制及电力系统稳定控制中都起着重要作用。

3.2　静止无功发生器（SVG）

随着 GTO、IGBT、IGCT 等可自关断电力电子器件的快速发展，无功补偿设备的原理、构造及特性正在发生巨大的变化。基于可自关断器件实现的静止无功发生装置（Static Var Generator，SVG，又称为 STATCOM 或 STATCON），具有控制特性好、响应速度快、体积小、损耗低等一系列优点，并已开始在工业现场获得推广应用。

SVG 的基本构成如图 15.7-12 所示。SVG 的逆变器通过中间变压器与电力系统连接，逆变器的输出电压 $\dot{U}_i$ 与电力系统电压 $\dot{U}_s$ 始终保持频率相同。通过 $\dot{U}_i$ 大小的调节可控制加在中间变压器上的电压的大小与方向，进而可以实现无功吸收与补偿的控制。因此，分析 SVG 无功补偿时，可将 SVG 用一可控电压源替代，如图 15.7-12（b）所示。

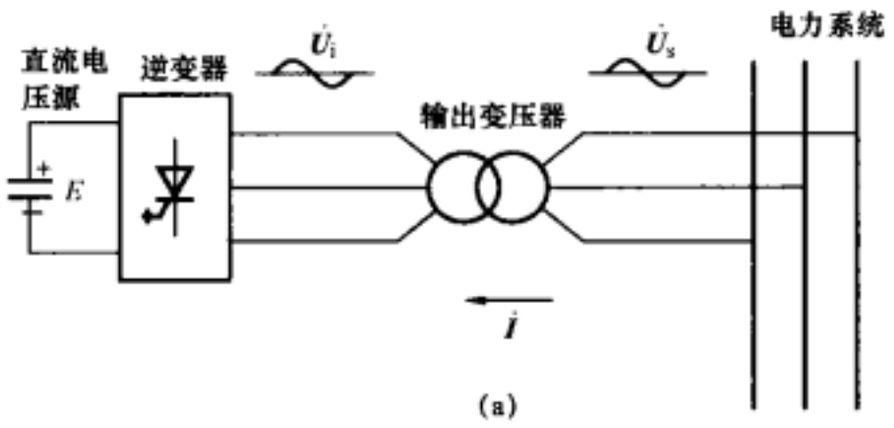


图 15.7-12　SVG 的基本构成图
（a）基本构成图；（b）等效电路

这样，SVG 提供的电流 $\dot{I}$ 为

$$\dot{I}=\frac{\dot{U}_s-\dot{U}_i}{jX} \tag{15.7-4}$$

这里，X 为中间变压器的电抗。依据不同的逆变器输出电压，可以得到不同相位和波形的电流如图 15.7-13 所示。图中的电流模式有

空载模式：$\dot{U}_i=\dot{U}_s$，$\dot{I}=0$。

容性模式：$\dot{U}_i>\dot{U}_s$，$\dot{I}$ 超前系统电压，向系统提供容性无功，且无功的大小可通过 $\dot{U}_i$ 的大小进行调节。

感性模式：$\dot{U}_i<\dot{U}_s$，$\dot{I}$ 滞后系统电压，向系统提供感性无功，且无功的大小可通过 $\dot{U}_i$ 的大小进行调节。

有源滤波模式：通过 $\dot{U}_i$ 调节，产生补偿谐波电流所需的电流 $\dot{I}$。

从以上分析可以看出，SVG 通过可控电压源方式实现无功功率的动态补偿，这种方式较之于传统的 SVC 具有一系列的优点。

SVG 具有更好的出力特性。SVC 在系统电压较低时，表现为电容器的特性，即无功随电压的降低按平方关系下降。而 SVG 则在低电压时，表现为定电流特性，因而，无功功率只随电压的降低按一次方关系下降。

SVG 采用 PWM 控制，具有更快的响应特性。

SVG 中，无功调节不是通过控制容抗或感抗的大小实现的，因而，无需直接与系统连接的电容器或电抗器，不存在系统谐振问题，而且大大减小了设备的体积。典型设备比较表明：相同容量情况下，SVG 体积约为 SVC 的 1/3。

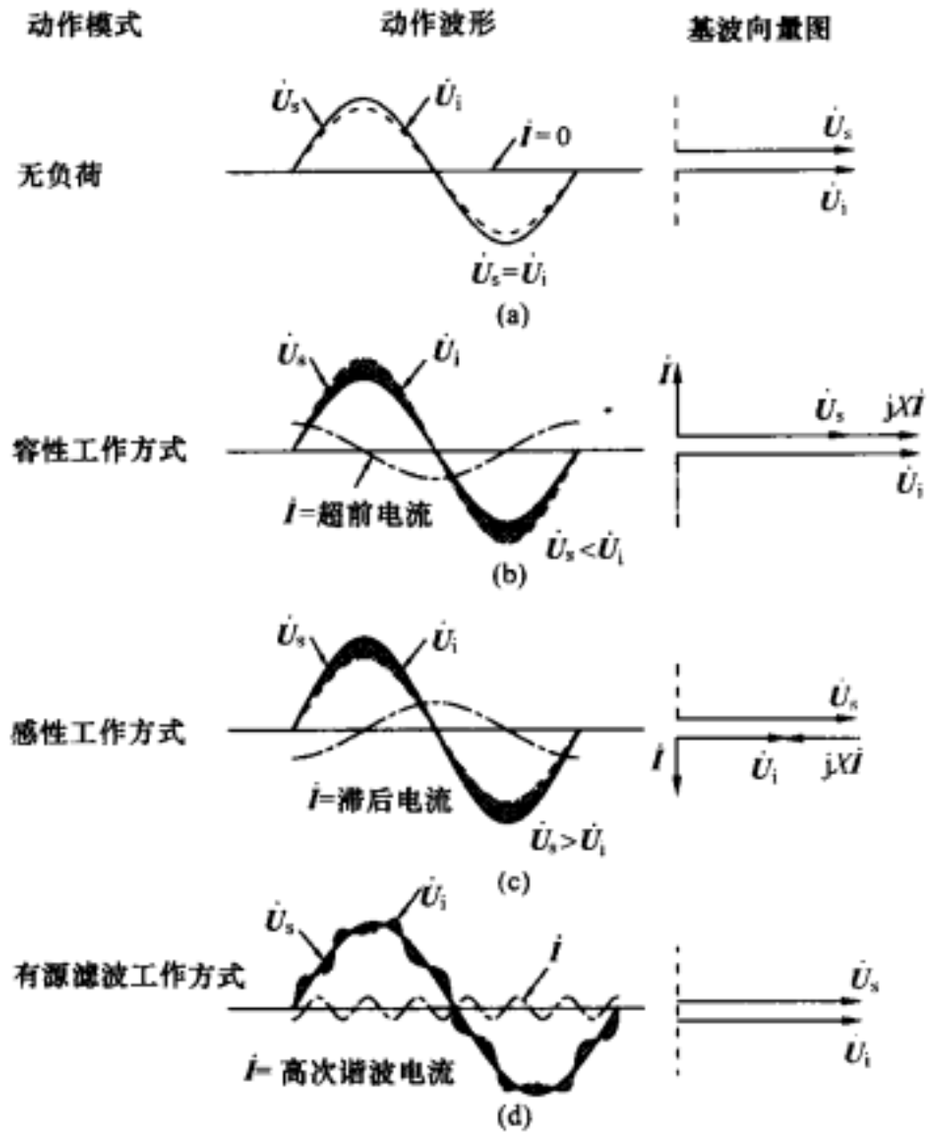


图 15.7-13　SVG 不同动作模式所对应动作波形、基波相量图
（a）无负荷时的工作方式；（b）容性工作方式；
（c）感性工作方式；（d）有源滤波工作方式

由于 SVG 三相的出力可以各自独立地进行控制，因而它可以用于三相不平衡负荷的动态补偿。这一点对 SVG 用于电铁、电弧炉的电压波动补偿非常有利。

SVG 具有有源滤波器的特性，可以用于需要有源滤波的场合。

包括 SVG 在内的 FACTS 技术，已被看作是电力技术未来的重要发展方向。功率半导体材料及器件技术的进一步发展，必将加速 SVG 在电力系统及电力用户中的推广应用。SVG 另一个重要的发展方向与储能技术有关。随着超导储能、新型电池储能等技术的发展，在 SVG 直流侧连接储能设备，实现有功功率与无功功率的综合控制成为可能，这将大大拓宽 SVG 在电力系统稳定控制与电能质量控制中的应用。

3.3　补偿率和改善率

在介绍了几种常用的补偿措施之后，有必要对补偿效果的衡量方法作一介绍。补偿器抑制电压波动及闪变的能力，主要取决于补偿器的额定容量（或无功功率补偿率）和响应时间。无功功率补偿率为

$$\frac{S_c}{\Delta Q_{max}}\times 100\% \tag{15.7-5}$$

式中：ΔQ_{max} 为波动性负荷的最大无功功率变动量，Mvar；S_c 为可控补偿部分的无功功率额定值，也称为补偿器的额定容量，Mvar。

到目前为止，在非正弦的情况下，还没有公认满意的、唯一确定的无功功率定义。在工程上，常根据要解决的问题来选定无功功率的定义和测量方法。因此，在确定补偿器的补偿容量时要予以注意。

检查补偿器对闪变改善的程度时，常根据式（15.7-6）

计算出的闪变改善率来做评价

$$\eta = \frac{P_{st1} - P_{st2}}{P_{st1}} \times 100\% \qquad (15.7\text{-}6)$$

式中：P_{st1}、P_{st2}分别为补偿前及补偿后的短时闪变值。补偿前的 P_{st1}通常靠预测算法来估算，而补偿后的 P_{st2}值，则常取被补偿设备对闪变的允许值。

当波动性负荷的无功功率急剧变动时，所安装 SVC 的响应时间对闪变改善率影响较大。补偿设备的动态响应时间比 10ms 更长时，几乎不能有效地抑制电弧炉引发的闪变。

对于不同的补偿设备，有不同的闪变改善特性。具体设计时，应根据不同的补偿设备及负荷波动功率来确定补偿器的容量及响应时间。

4 电压暂降与短时中断抑制技术

本节将给出减少供电系统电压暂降与短时中断的控制技术。电压暂降与短时中断属于动态电能质量的范畴。动态电压质量问题通常表现为偶发性的电压暂降、电压暂升、相位跳变、短时中断等现象。本节首先对各种电压暂降抑制对策做一般性的介绍，然后，重点介绍连接在供电线路与用电设备之间的解决电压暂降与短时中断问题的控制设备的结构、原理及其应用状况。

4.1 电压暂降缓解对策

图 15.7-14 表明了电压暂降缓解措施的实现途径。

电力系统短路故障是造成电压暂降与短时中断的主要原因。其他一些事件，如：电容器投切、电动机起动等负荷冲击也可能造成电压暂降，导致用电设备跳闸。

图 15.7-14 表明各种减少电压暂降的措施及其与供用电系统的关系，这些措施包括以下几个方面：

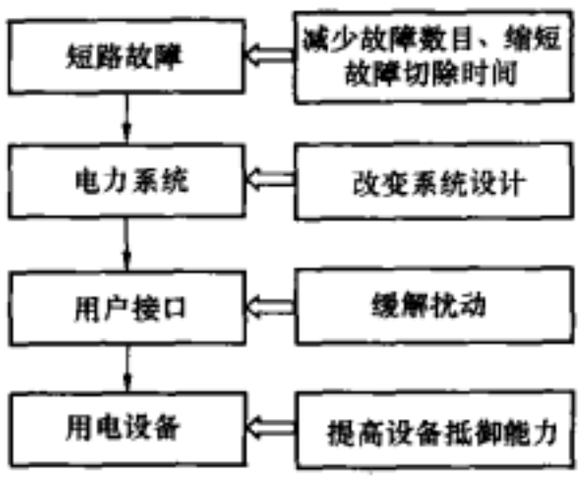


图 15.7-14 电压暂降问题及解决的途径

（1）减少故障数目、缩短故障切除时间。

（2）改变系统设计，使得短路故障发生时用户设备处的电压扰动最小。

（3）在供电网络与用户设备间加装缓解设备。

（4）提高用电设备对电能质量问题的抵御能力。

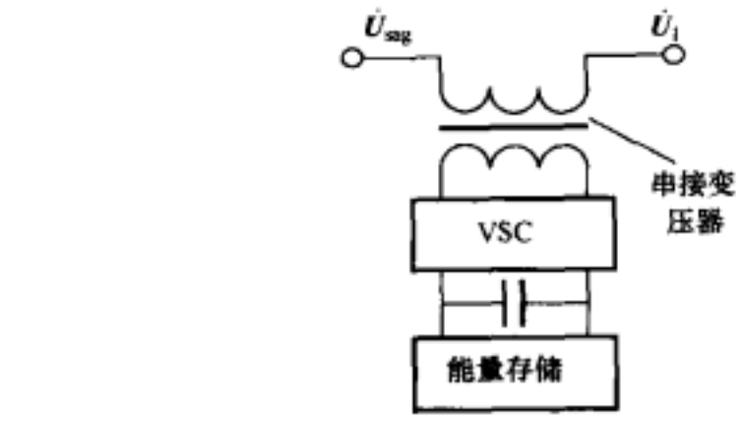
4.2 配电系统与用户设备接口处的补偿措施

供电系统与敏感负荷的连接处是安装减少电压暂降补偿设备最常见的位置。补偿技术最常用的手段是通过有功与无功的注入来补偿供电系统电压的减少。动态电压调节器和不间断电源成为解决电压暂降问题的主要手段。以下主要介绍这两种补偿措施的构成、分类、特性及应用情况。

4.2.1 动态电压调节器的拓扑结构

动态电压调节器（Dynamic Voltage Regulator，DVR）被看作是减轻电压瞬变影响的有力措施。该装置的基本拓扑结构如图 15.7-15（a）、（b）、（c）所示。

图 15.7-15（a）所示主功率回路系统，由能量存储单元、直流电压稳定与滤波单元、VSC 型全控型逆变器、滤波器及串接变压器、保护与控制等单元组成。能量存储单元具有在电压暂降期间给负载提供有功功率的作用，因而必须具有一定的能量存储与功率交换能力，典型和潜在的储能设备包括：电池、超级电容、超导储能及飞轮储能等。滤波单元通常由电容器实现，电压较高时，通过均压控制的电容器组合而成。VSC 型全控型逆变器采用全控器件如 IGBT、GTO 等。近年，基于双极性与 MOS 工艺相结合的 IGCT 器件技术发展很快，有望在 DVR 逆变器中获得应用。DVR 的滤波器必须能够有效滤除开关谐波，保证基波幅值及相位的不失真传递，还必须能确保对低次谐波不予放大，通常采用 Γ 型结构来实现。控制单元完成信息的采集、处理、运算及驱动脉冲的产生，可采用 DSP 等高速数字信号处理微控制器实现。保护回路则实现系统短路或过负荷情况下对 DVR 主回路的保护。串联式 DVR 检测到供电电压跌落时，立即产生补偿电压，并通过串联变压器叠加到供电回路中，保证负荷电压的稳定。这种补偿方式直接补偿电压的差值，因而具有补偿容量小（只需提供补偿电压部分相应的功率）、补偿效果与系统阻抗及负荷功率因数无关等特点。且由于补偿功率由储能单元提供，若该功率单元足够大，这类 DVR 即便是在供电完全中断时，也可给负载提供所需的功率，保证供电的连续。



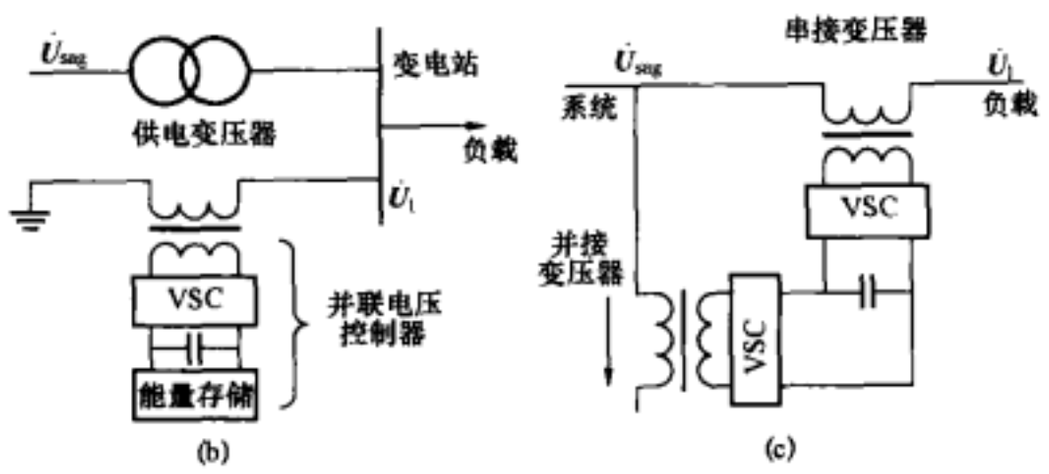


图 15.7-15 DVR 装置的基本拓扑结构图

（a）串联式 DVR；（b）并联式 DVR；（c）串并联式 DVR

图 15.7-15（b）所示的主功率回路系统、控制系统的结构与串联式 DVR 的结构非常接近，但它通常不采用能量存储单元，只为系统提供无功，通过并联方式接入系统。这类控制器并不是直接补偿负荷电压，而是通过对无功电流的控制来实现电压调整，通常被称为静态无功发生器（SVG）或静态补偿器（STATCOM）。这类补偿器可以通过发出或吸收无功电流来补偿有限的电压跌落。

图 15.7-15（c）所示则是将串联补偿电路与并联补偿电路结合起来的一种拓扑结构。就目前储能技术的发展水平而言，经济实用、方便可靠的大容量储能技术还未实用化，高昂的造价限制了图 15.7-15（a）所示串联式补偿器的应用。事实上，设立 DVR 的目的在于补偿供电系统电压的跌落，而当系统电压跌落发生时，通常还有一定的残压存在（如大于 50%额定电压），可以利用这部分电压为逆变回路提供能

量，这样就不必采用储能单元，可降低系统的造价。从供电系统获得能量的部分通过并联变压器或直接并联接入系统。整流器通常采用不控整流器以降低设备造价，也可采用与 VSC 逆变器同样的拓扑结构，使能量可以双向流动，这对于供电系统电压暂升的抑制非常有用。

4.2.2　动态电压调节器的实现

串并联组合式 DVR 装置的实现从总体上讲可分为两类：基于相电压补偿、各相相互独立的相电压补偿型 DVR 和基于线电压补偿、各相相互关联的线电压补偿型 DVR。这两种电路的拓扑结构主要区别在于，前者具有各相相互独立、能够单独控制、可补偿零序电压等特点，但存在所需功率器件多、系统体积大、各相间不易实现功率交换等问题；线电压补偿型 DVR 则具有结构紧凑、功率器件少、易处理电压泵升问题等优点，但存在无法补偿零序电压等问题。由于中压配电网普遍采用中性点不接地系统，且许多三相负载为无中性线的对称负载，因而线电压补偿型 DVR 也具有广泛的应用场合。

DVR 通过控制单元对系统电压的幅值及相位进行监测，并与参考电压进行比较。参考电压可以依据日负荷变化造成的电压波动计算。当检测到电压瞬时突变时，DVR 依据系统电压瞬时值、相位、参考电压及直流母线电压等，给出逆变器的 PWM 控制信号，最终输出所需要的补偿电压。同时，它依据输出电压的补偿效果，对补偿强度进行闭环调节。逆变器 PWM 输出的开关频率通过综合考虑控制单元的响应时间、功率器件的功耗及滤波器的成本来选定。DVR 装置的容量则依据需补偿负荷的容量及补偿的电压变动范围来确定。

4.2.3　DVR 应用实例及前景

自 1996 年第一台 DVR 在美国南卡罗来纳州安装以来，世界各地已有多台 DVR 安装在敏感负荷的供电回路中。DVR 的运行为那些对电能质量有较高要求的厂家增加了巨大的经济效益。这里以 SIEMENS 公司开发的柱上安装式 DVR™PM 为例说明 DVR 的应用情况。

这种 DVR 采用串并联方式，通常用于由架空线供电的小型敏感负荷的电压暂降补偿，设备安装在属于供电方的两个电线杆上。该设备在设计上具有体积小、质量轻并采用分层式结构的特点。DVR™PM 可用于三相三线制或三相四线制配电系统，电压有从 15～34.5kV 的各种电压等级，频率可以是 50Hz 或 60Hz。DVR™PM 能够补偿的电压暂降为 50%，电压暂升为 10%。补偿系统的响应时间小于 2ms 或 1/8 ～ 1/10 周波，可以满足几乎所有敏感负荷的保护要求。设备的最大补偿功率为 600kVA。设备具备的静态补偿能力能够有效平缓线路无功补偿、变压器有载调压等造成的电压变动。DVR™PM 的控制方式具有就地及远程两种模式，远程方式通过 MODEM 与控制中心连接。该设备的所有的电力电子及其控制部件都安装在具备风冷条件的机柜内，整个机柜装设在变压器的下方。

1999 年 5 月，在加拿大 Dawson Creek 地区的一条配电线上安装了一台 DVR™PM。该线路的负荷多样且波动较大，包括计算机、照明、风机、泵及各种电机。DVR™PM 装设后的半年时间里，它补偿了通常会给用户造成危害的电压暂降十余次。因而，没有得到用户因电压暂降造成损失的报告。图 15.7-16 给出了一次典型电压暂降发生时 DVR™PM 的补偿情况。

随着信息技术、控制技术及电力电子技术在用电领域的普及，敏感负荷不断增多，负荷对供电质量的要求也越来越高。另一方面，信息技术、控制技术及电力电子技术的发展也为高可靠性、低价格的 DVR 的实现创造了条件。可以预见，DVR 将会在未来的电能质量控制中发挥重要的作用。

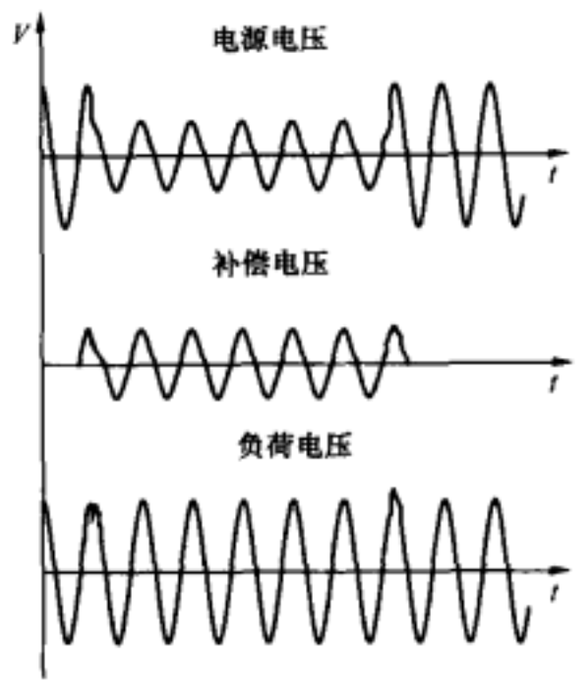


图 15.7-16　典型电压暂降发生时 DVR™PM 的补偿情况波形示意图

UPS 的应用：不间断供电电源装置（Uninterruptible Power Supply，UPS）虽然存在造价高、系统构成复杂，设备占地面积大、维护工作量大等一系列问题，但 UPS 被看作是解决供电电能质量问题最为全面、最为有效的技术。采用超级电容、超导储能及飞轮储能等储能方式的 UPS 在解决电压暂降方面能够发挥重要作用。不间断电源依据运行方式，可分为在线方式和离线方式。下面分别介绍这两种方式的构成、运行及特点。

（1）在线方式：在线方式又称为常时逆变器给电方式，以其无切换造成的短时供电中断，控制方便，可靠性高等特点，是目前 UPS 的主要工作方式。这种方式的 UPS 首先将市电整流变为直流，再利用逆变器得到所需电压、所需频率的交流输出，给负载供电。在直流侧接有电池等储能设备，市电发生停电、电压暂降或电压波动时，通过储能单元及逆变器的调节作用给负载提供稳定的交流供电。

图 15.7-17 所示为常时逆变器给电方式的电路原理。近来，整流器也越来越多地采用基于 IGBT 的 PWM 方式，可有效降低谐波畸变率和提高功率因数。储能单元一般通过直流斩波回路与直流母排并接，用于储能装置电压变化时的调整。储能装置到目前为止，多采用铅酸电池。近来 NaS 电池、溴化铁电池、飞轮、超导、超级电容等方式也开始用于 UPS 的储能。图 15.7-17 所示电路中的旁路开关用于装置故障、维修保养时，负载直接从市电得电。

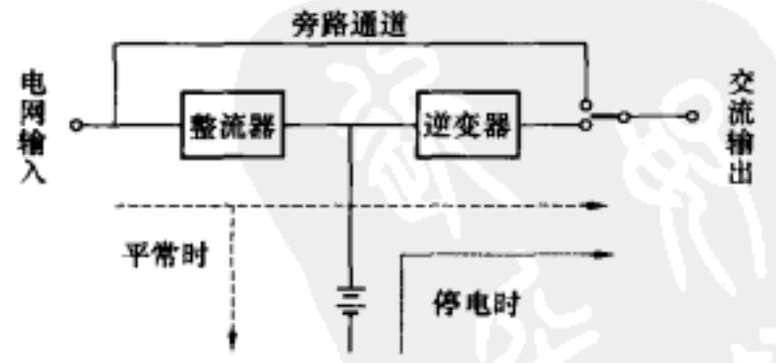


图 15.7-17　常时逆变器给电方式 UPS

在线方式无论是电网停电还是电网正常，负载的电力都是通过逆变器送出的。因此，不仅电网供电中断，电压波动、电压波形畸变、不平衡等电能质量问题都可以有效解决，为负载提供稳定、高质量的电力。特别是近来 PWM 整流方式与逆变器的联合控制方法的采用，使这类 UPS 的动态性能更加优良。这类 UPS 最大的不足之处在于功耗较高，这是前述带来优点的在线运行的逆变器的损

耗造成的。

(2) 离线方式：离线方式又称为常时电网给电方式。电网正常情况下，直接给负载供电，电网停电或发生需要切换的供电质量问题时，切换到逆变器供电方式。这类 UPS 依据工作方式还可以进一步分为逆变器处于冷备用状态和逆变器处于并联运行状态。由于并联运行方式平时可实现谐波的滤除和无功补偿，近年得到快速发展。

图 15.7-18 所示为常时电网给电方式的电路原理。逆变器与电网并联运行，同时为电池充电和补充电池的损耗。这种方式也可同时补偿负载消耗的无功和作为有源滤波器滤除负载产生的谐波。电网停电或发生需要切换的供电质量问题时，串接在主回路中的高速开关立即打开，由逆变器给负载供电。

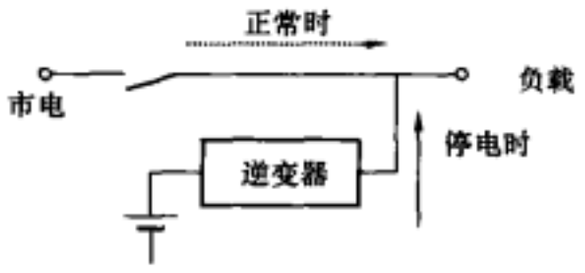


图 15.7-18 常时电网给电方式 UPS

并联方式的 UPS，在电网正常和异常时的运行方式完全不同，控制方式也完全不同。电网正常时，控制的主要目的是电池充电、无功补偿及有源滤波；而电网异常时的控制目标是提供恒定电压、恒定频率的电源。因此，这类 UPS 通常有两套控制策略，依据运行状态，在两种控制策略间切换。

离线方式在电网正常的绝大部分时间里，负载直接从电网取电，装置效率高。由于装置无需整流设备，有利于小型化和低成本。对于电网电能质量必较高的情况，可以考虑选用这种方式的 UPS。这类 UPS 不可避免的缺点就是切换过程造成的短时电压暂降，对于一些十分敏感的负载，这一暂降可能也是不能接受的。因此，如何减缓这一暂降成为这类 UPS 开发研制过程中的重要课题。

5 电能质量控制方案的选择与定制电力

5.1 电能质量控制方案的选择

由于电能质量问题种类繁多，电网结构、负载特性各异，因此，电能质量控制方案的确定必须依据一套系统的方法。本章介绍了多种电能质量控制技术和装置，具体选择和应用时，通常依据下述步骤进行：

明确要解决的电能质量问题，采用必要的监测和分析手段，对所要解决的电能质量问题的属性、程度、统计特性、供用电环境等给出明确的数量结论。

(1) 对可能采取的电能质量控制措施进行数值仿真分析，明确控制措施的有效性。确定控制装置的安装位置和容量。

(2) 进一步对装置的主电路及控制方案进行数字仿真，确立装置的主回路结构和控制方式。

(3) 明确装置应用环境，确定装置的应用条件和保护方式。

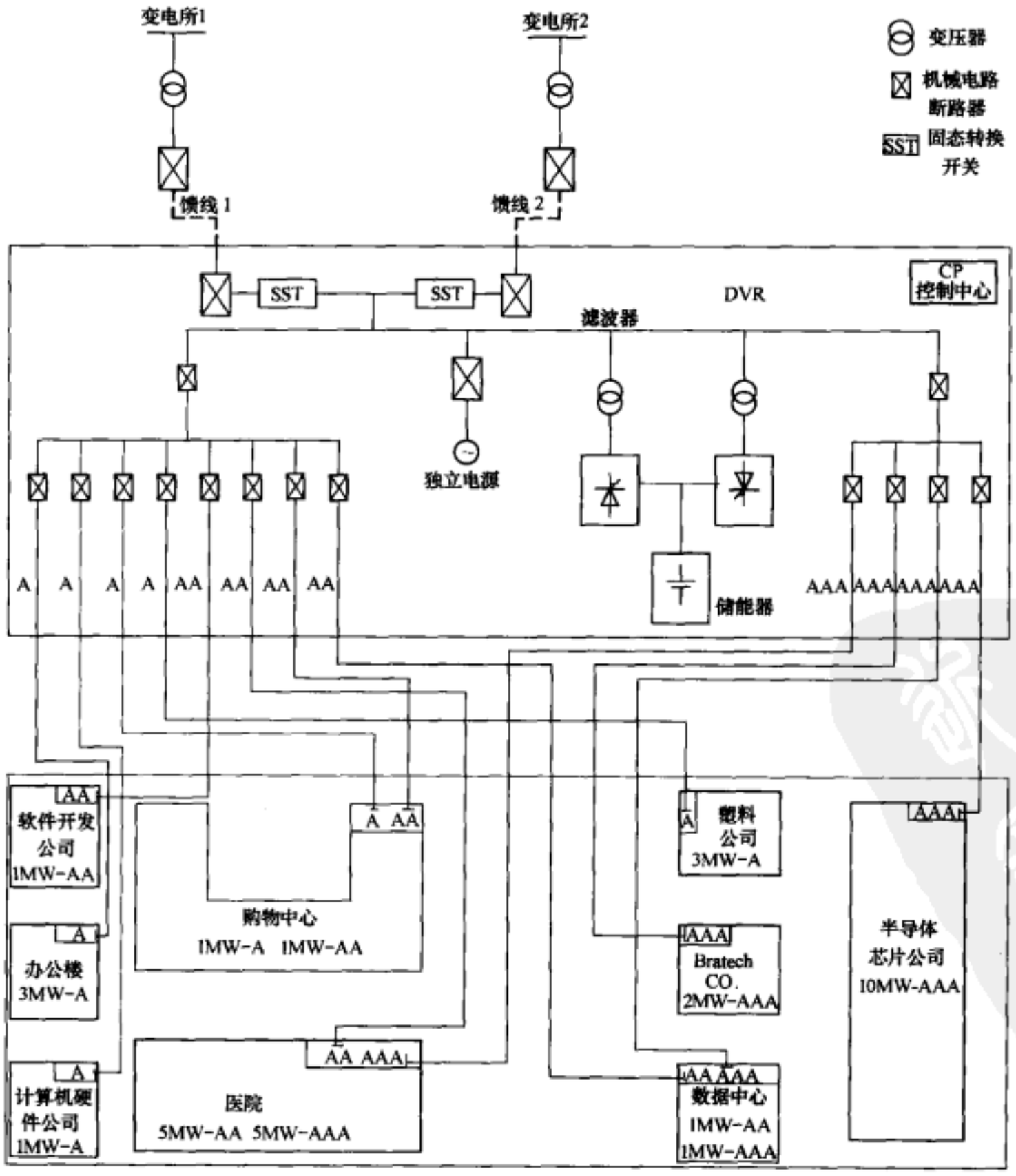


图 15.7-19 定制电力园区的概念图

(4) 依据上述分析，结合投资的可行性，选择设备。

(5) 明确施工方案。

(6) 明确运行与维护措施。

在项目实施以后，还应对实施效果、运行经验等不断跟踪，不断完善电能质量。

5.2　定制电力 (Custom Power，CP)

以往有关电压暂降与短时中断、停电等电能质量问题的解决方法，主要针对个别用电负载或设备进行的。随着用户对供电质量要求的普遍提高，电力电子设备处理容量的快速提升，分布式电源技术获得应用，供电质量问题解决的方式越来越多地全面考虑整个用户了。

美国学者 N. G. Hingorani 提出的依据不同用户需求，提供不同质量电力、不同电费的定制电力技术，被看作是整体解决用户电能质量问题的可行方案。图 15. 7-19 所示为这一构想的基本概念。可以看出，N. G. Hingorani 将供电质量分为三个级别：

(1) CP-A 基本高质量电力：双路电源通过高速开关 SSTS 实现切换，任何一路供电正常时，可保证用户侧供电，切换过程造成的电压暂降时间不超过 4～8ms。用户负载为非线性时，加装有源滤波器。如果负载不受 SSTS 切换造成的电压暂降的影响，双路供电可使电压暂降减少 60%～80%。计算机生产企业、塑料企业、商店等属于这类负荷。

(2) CP-AA 高质量电力：在双路供电的基础上，增加了事故备用电源，即使双路电源都发生故障，也可通过备用电源的投入，在一定的短时中断后，继续供电。软件公司、智能大厦等属于这类负荷。

(3) CP-AAA 特高质量电力：通过电力电子变换装置与储能系统的应用，用户设备感受不到电压暂降与短时中断，停电、电压谐波等供电质量问题。半导体生产企业、生化企业、医院、数据中心等属于这类负荷。

参 考 文 献

[1] Roger C. Dugan. et al. Electric Power System Quality. McGraw-Hill, 1996.

[2] Math H. J. Bollen. Understanding Power Quality Problems, Voltage Sags and Interruptions. IEEE PRESS, 2000.

[3] Wilson E. Kazibwe, et al. Electric Power Quality Control Techniques. Temple University, 1993.

[4] G. T. Heydt. Electric Power Quality. Stars in a Circle Publications, 1991.

[5] J. Arrillaga, N R Watson. Power System Quality Assessment. John Wiley&Sons, 2000.

[6] Arrilaga, et al. Power System Harmonics. John Wiley and Sons Ltd, 1985

[7] J. Wakileh. Power System Harmonics-Fundamentals, Analysis and Filter Design. Springer, 2001.

[8] Hadi Swadat. Power system analysis. McGraw-Hill, 1999.

[9] J. P. Agrawai. Power Electronics Systems, theory and designs. Prentice-Hall, 2001, 8.

[10] Jonathan W. Valvano. 嵌入式微计算机系统实时接口技术. 北京：机械工业出版社，2002.

[11] E. O. 布赖姆. 快速傅里叶变换. 上海：上海科学技术出版社，1979.

[12] 马维新. 电力系统电压 电能质量技术丛书第一分册. 北京：中国电力出版社，1998.

[13] 蔡邠. 电力系统频率 电能质量技术丛书第二分册. 北京：中国电力出版社，1998.

[14] 吕润余. 电力系统高次谐波 电能质量技术丛书第三分册. 北京：中国电力出版社，1998.

[15] 孙树勤. 电压波动与闪变 电能质量技术丛书第四分册. 北京：中国电力出版社，1999.

[16] 林海雪. 电力系统的三相不平衡 电能质量技术丛书第五分册. 北京：中国电力出版社，1998.

[17] 肖湘宁，徐永海，刘连光. 供电系统电能质量讲义. 华北电力大学(北京)，2000.

[18] 吴竟昌，孙树勤等. 供电系统谐波. 北京：中国电力出版社，1998.

[19] 孙树勤，林海雪. 干扰性负荷的供电. 北京：中国电力出版社，1999.

[20] 张一工，肖湘宁. 现代电力电子技术原理与应用. 北京：科学出版社，1999.

[21] 全国电压电流等级和频率标准化技术委员会. 电压电流频率和电能质量国家标准应用手册. 北京：中国电力出版社，2001.

[22] 韩安荣. 通用变频器及其应用. 北京：机械工业出版社，2001.

[23] 孙树勤. 无功补偿的矢量控制. 北京：中国电力出版社，2000.

[24] 张直平. 城市电网谐波手册. 北京：中国电力出版社，2001.

[25] 王世一. 数字信号处理. 北京：北京理工大学出版社，1993.

[26] 赵松年，熊小芸. 子波变换与子波分析. 北京：电子工业出版社，1996.

[27] 胡昌华. 基于 MATLAB 的系统分析与设计——小波分析. 西安：西安电子科技大学出版社，1999.

[28] 郭永基. 电力系统可靠性原理和应用. 北京：清华大学出版社，1986.

[29] 南京工学院. 电力系统. 北京：电力工业出版社，1980.

[30] 电力工业部电力规划设计总院. 电力系统设计手册. 北京：中国电力出版社，1998.

[31] 余健明，同向前，苏文成. 供电技术第三版. 北京：机械工业出版社，2001.

[32] 华智明，张瑞林. 电力系统. 重庆：重庆大学出版社，1997.

[33] 彭玉华. 小波变换与工程应用. 北京：科学出版社，1999.

[34] 王兆安，杨君，刘进军. 谐波抑制和无功功率补偿. 北京：机械工业出版社，2002，2.

[35] 宋文南，刘宝仁. 电力系统谐波分析. 北京：水利电力出版社，1995.

[36] 许业清. 实用无功功率补偿技术. 合肥：中国科学技术大学出版社，1998.

[37] 中国电工技术学会. 储能技术的新发展 电工高新技术丛书第三分册. 北京：机械工业出版社，2001.

[38] 周鹗. 电机学第三版. 北京：中国电力出版社，1995.

[39] 胡广书. 数字信号处理——理论算法与实现. 北京：清华大学出版社，1997.

[40] 王鲁杨. 工业用电设备. 北京：中国电力出版社，1990.

[41] IEEE Std 1159—1995 IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. IEEE Standards Coordinating Committee 22 on Power Quality. 1995.

[42] IEC publications prepard by technical committee, No. 77.
61000-3-3(1994) Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage supply systems for equipment with retad current smaller than 16A.
61000-3-5(1994) Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage power supply systems for equipment with retad current greater than 16A.
61000-3-7(1996) Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems-Basic EMC publication.
61000-4-15(1997) Flickermeter-Functional and design specifications.

[43] Lamoree J, Mueller D, Vinett P, Jones W, Samotyj M. Voltage Sag Analysis Case Studies IEEE Trans. on Industry Applications, 1994, 30(4): 1083-1089.

[44] Hingorani N. G. Introduction custom power. IEEE Spectrum, 1995, 32(6): 41-48.

[45] Edris et al. Proposed Terms and Definitions for Flexible AC transmission System (FACTS). IEEE Trans. Power Delivery, 1997, Vol. 12, No. 4: 1848-1853.

[46] Masatoshi Takeda, Hiroshi Yamamoto et al. Development of a novel hybrid switch device and application to a solid — state transfer switch. Proceedings of IEEE, 1998, No. 10 : 1151-1156.

[47] L. E. Conrad, M. H. J. Bollen. Voltage sag coordination for reliable plant operation [J]. IEEE Trans. On Industrial Application, 1997, 33 (6):

1459-1464.
[48] Neil H. Woodley, Ashok Sundaram, T. Holden, T. C. Einarson. Field Experience with the New Platform — mounted DVR. Proceedings of POWERCON 2000 Conference Australia, 2000, 12: 1323-1328.
[49] 肖湘宁，徐永海. 电能质量问题剖析. 电网技术，2001(3)：66-69.
[50] 肖湘宁，徐永海. 电力系统谐波及其综合治理. 中国电力，1998(4).
[51] 林海雪. 论电能质量标准. 中国电力，1997，30(3)：7-10.
[52] 林海雪. 从 IEC 电磁兼容标准看电网谐波国家标准. 电网技术，1999，23(5).
[53] 曲涛，吴竞昌，吕润余. 关于澄清电网谐波与电磁兼容的若干问题. 中国电力，2001，34(3)29-32.
[54] 祁碧茹，肖湘宁. 用于电压波动研究的电弧炉的模型和仿真. 电工技术学报，2000，3.
[55] 林海雪. 电力系统中电压暂降和短时断电. 供用电，2002，(19)1：9-13.
[56] 肖遥，李澍森. 供电系统的电压下凹. 电网技术，2001，25(1)：73-77.
[57] 陈志业，李鹏. 电能质量研究——电压暂降及其治理. 机械工业标准化与质量，2002，5：24-26.
[58] 肖湘宁，徐永海，刘连光. 考虑相位跳变的电压凹陷动态补偿控制器研究. 中国电机工程学报，2002.
[59] 肖湘宁，徐永海，刘昊. 电压凹陷特征量检测算法的研究. 电力自动化设备，2002，22(1)：19-22.
[60] 肖湘宁，侯维宁. 电力系统谐波统计与测量. 华北电力学院学报，1993，3.
[61] 陈警众. 电能质量讲座第二讲——20 世纪末对电能质量要求的新发展. 供用电，2000，17(4)：52-55.
[62] 韩民晓，肖湘宁，徐永海. 信息社会的电力供应——柔性化供电技术. 电力系统自动化，2002(4)：1-5.
[63] 张炳华，肖湘宁. 新型软开关三相高功率因数整流器的研制. 电网技术，1999，9.
[64] 肖湘宁，徐永海. 混合型有源电力滤波器的研究. 电网技术，1997，2.
[65] 肖湘宁，徐永海，刘昊等. 混合型有源电力补偿技术与实验研究. 电力系统自动化，2002，26，(5)39-44.
[66] 周胜军，林海雪. 并联电容器装置中的串联电抗选择. 供用电，2001，18(5)：15-18.
[67] 杨昌兴，华水荣. 关于串联电抗器选用疑题的剖析. 电力电容器，2001，4：15-20.
[68] 何大愚. 电力电子技术的进步与柔性化交流输电技术的换代发展. 电源世界，2000，24(3)：5-8.
[69] 矢野昌雄，祝田正俊. 无功电力补偿装置. OHM，93(4)：62-69.

第16篇 配电系统及其自动化

主编单位：天津大学
国网信息通信有限公司

主　　编：余贻鑫　王成山　刘建明　葛少云　王守相

执　　笔：余贻鑫　天津大学
王成山　天津大学
刘建明　国网信息通信有限公司
葛少云　天津大学
王守相　天津大学
肖　峻　天津大学
吴建中　天津大学
严雪飞　天津大学
祝项英　绍兴电力局
沈　祥　绍兴电力局
叶志军　绍兴电力局
徐丙垠　山东理工大学　山东科汇电力自动化有限公司
薛永端　山东理工大学　山东科汇电力自动化有限公司

主　　审：金文龙　国家电网公司
黄其励　东北电网有限公司

第1章 概 述

鉴于配电系统的内容广泛，与本卷的许多篇有关，为了避免内容重复，本篇将仅就配电系统的分析、规划和自动化的相关内容进行深入介绍。而为了与其他各篇相关部分呼应和防止可能出现的空白，本篇第1章中除对配电系统进行概述外，也介绍了一些本篇不准备展开叙述的相应内容，如配电系统电能质量、配电系统继电保护与自动装置、AM/FM/GIS和配电新技术等。

1 配电系统基本构成

1.1 简介

配电系统是电力系统的最后一个环节，直接面对用户。图16.1-1显示了电力系统的主要组成部分。发电厂将蕴藏在煤、石油、天然气、核能等燃料中的化学能或者风能、水能等其他形式的能量转变成电能，通过升压变压器向电网供电。为了减少电能在传输过程中的损失，升压变压器会提高电压以减小电流。高压电网中的输电线将发电厂和高压变电站连接起来。典型的高压输电网的电压在330～750kV之间。输电线受端的高压变电站，亦即枢纽变电站，位于负荷中心附近，如大城市的郊区。该网络使负荷可由所有发电厂联合供电，从而确保具有较高的供电可靠性。一条输电线路或一台发电机的停运不会影响对用户的供电。

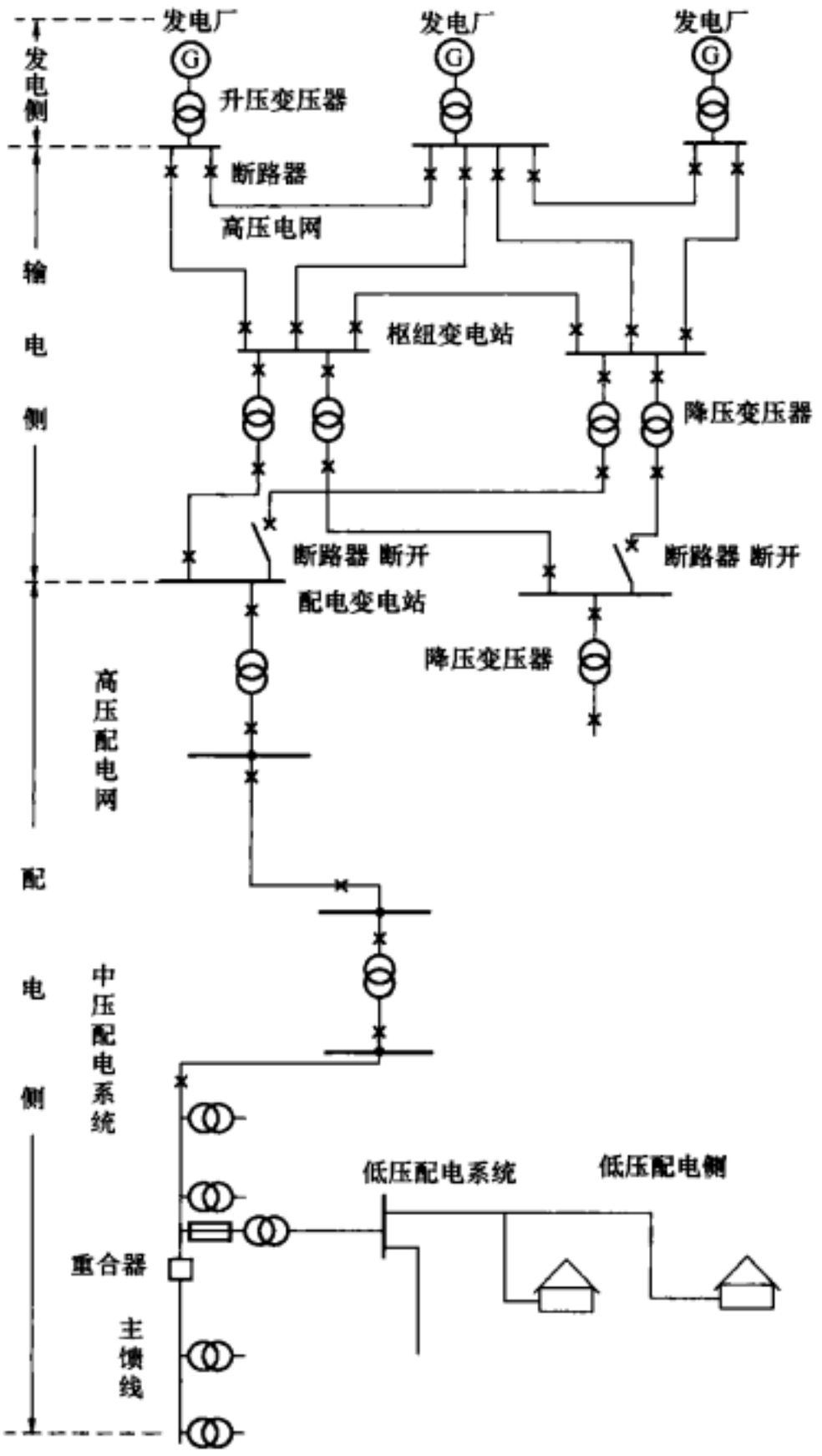


图16.1-1 电力系统

我国配电网包括110、66、35kV的高压配电网，20、10、6kV中压配电网及0.4kV的低压配电网。在某些特大型城市中，220kV电网有时也归入高压配电网。

中压配电系统包括架空线或地下电缆，称为馈线。馈线沿街道延伸，向配电变压器供电。配电变压器将电压由中压降低到低压配电水平，其接线组别通常为Yyn和Dyn两种，在我国通常是把10kV降为220/380V三相四线系统，然后通过架空线或地下电缆直接向电力用户（住宅、轻工业、商店等）提供单相或三相电力。

1.2 中压配电系统

在低负荷密度地区，中压配电采用的是辐射形网络。这种方式虽然经济性高，但可靠性很低。在负荷密度高的大城市中，采用的是环型网络，主馈线（架空线或电缆）分别由两个相互独立的配电变电站引出，此时两个变电站共同承担负荷。环网方式极大地提高了系统的可靠性，问题是采用这种连接方式时，当两个供电的变电站的电压不同时会产生环路电流。采用闭环设计开环运行方式可以避免环流的产生，这种连接方式是一种经常采用、很受欢迎的电路。图16.1-2所示为一典型的开环馈线。在需要更高可靠性的地方还可采用三电源供电。

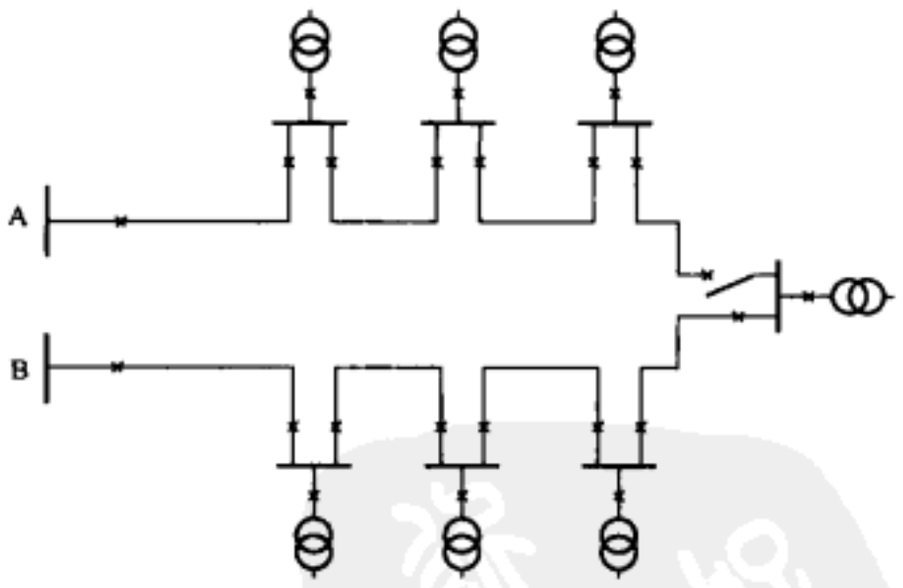


图16.1-2 典型的开环中压配电系统接线

1.3 低压配电系统

低压配电系统通过配电变压器和低压电缆向用户提供电能。我国传统采用的是220/380V三相四线（即低压侧中性点接地）网络。现在部分地区也开始采用单相变压器（10kV/220V）配电方式。根据地区情况决定是采用地下电缆还是架空线。照明负荷和家用电器最普遍的是采用220V的单相两线方式供电，商业和居民混合的高密度负荷区域，动力负荷采用的是220/380V三相四线方式供电，在市内，多采用地下电缆的方式。高层建筑是通过220/380V三相四线系统供电。常用的是辐射型配电系统（如图16.1-3所示）。

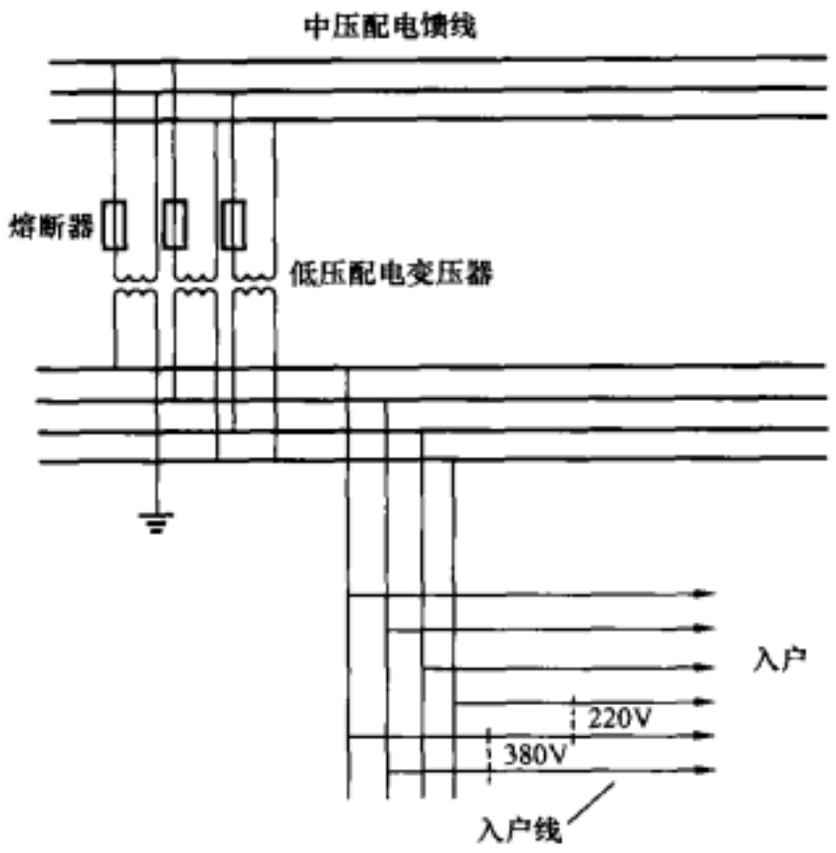


图 16.1-3 典型的辐射状低压配电系统接线

2 配电系统负荷特性

电力负荷是指发电厂或电力系统在某一时刻所供电功率的总和，单位用 kW（或 MW）表示；通常供电功率包括用电负荷和网络中的功率损耗。电力用户用电设备在某一时刻向电力系统取用的电功率的总和，称为用电负荷。用电负荷是电力负荷的主要部分。配电系统中的用电负荷随着时间在不断变化中，掌握用电负荷的变化规律，对电力系统安全、稳定、经济运行意义重大。配电系统中的负荷变化特性可用典型负荷曲线来描述。负荷曲线是反映负荷随吮间变化规律的曲线，它表示负荷用户在某一段时间内电力、电量的使用情况。常见的电力负荷曲线有以下四种：

（1）日负荷曲线：反映一天 24h 负荷随时间变化规律的曲线，以全日小时数为横坐标，以用电负荷值为纵坐标绘制而成的曲线，它是安排日发电计划和确定系统运行方式的重要依据。

（2）周负荷曲线：表示一周内每天平均负荷大小规律的曲线，以一周的天数为横坐标，以每天的平均负荷为纵坐标而绘制的负荷曲线，它对于把握负荷变化规律，准确进行负荷预测具有重要意义。

（3）年负荷曲线：描述一年内每日或每月最大有功功率负荷变化的情况，以全年时间（以日为单位或以月为单位）为横坐标，以考核时间段的最大负荷为纵坐标绘制的曲线，它主要用来安排发电设备的检修计划，同时也为制定发电机组或发电厂的扩建或新建计划提供依据。

（4）负荷持续曲线：表示某一时间段内，负荷大小和持续时间的关系，按负荷的大小顺序排列而绘制的曲线，分为日、月、年三类负荷持续曲线，它的主要作用是掌握某负荷值的持续小时数。

图 16.1-4～图 16.1-7 分别给出了日负荷曲线、周负荷曲线、年负荷曲线和年负荷持续曲线的示意图。

严格地讲，不同的电力用户具有不同的用电负荷曲线。在配电系统负荷分析与配电系统规划中，一般根据负荷用电性质的不同划分为若干类，例如：居民生活类、商业类、工业类等。对每一类负荷，可以用一个典型的负荷曲线来代表相应类负荷用户的负荷变化特征。根据问题研究的需要，每一类负荷还可以进一步细分为若干个子类，如可将工业类负荷分为机械、化工、纺织、冶金等子类，对每一子类也用相应的典型子类负荷曲线表达各子类负荷用户的负荷变化特

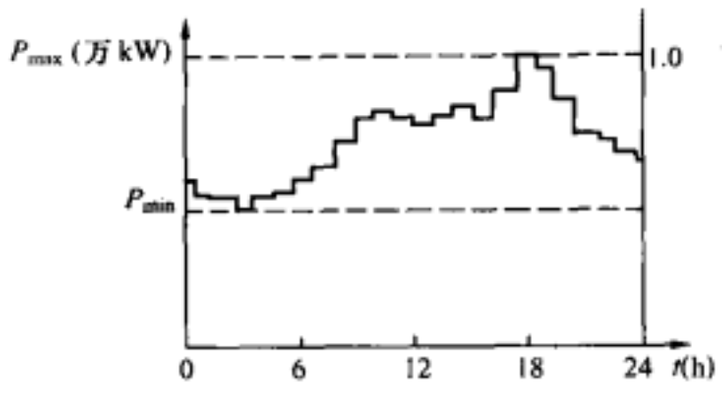


图 16.1-4 日负荷曲线

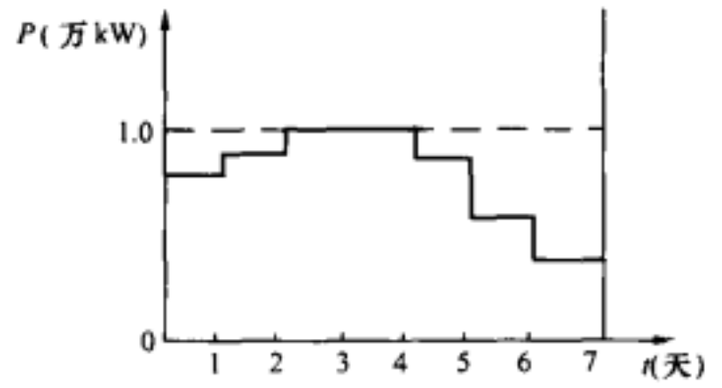


图 16.1-5 周负荷曲线

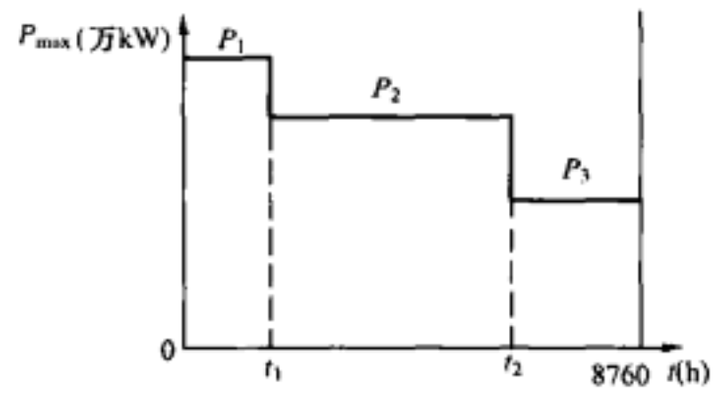


图 16.1-6 年负荷持续曲线

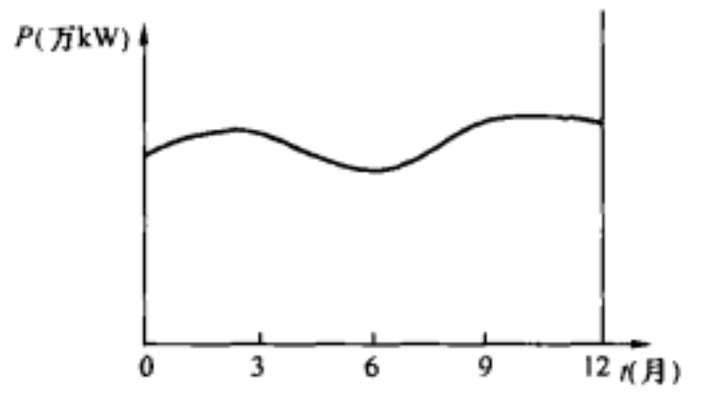


图 16.1-7 年负荷曲线

征。各类典型负荷曲线的获得有许多方法，最直接的方法就是采用实地测量方法。值得指出的是，对于一类负荷，在绘制其负荷曲线时，仅仅测量少量的负荷用户所得到的负荷曲线可能不足以构成该类的典型负荷曲线。当测量的用户较少时，所得到的负荷曲线变化的随机性很强，而随着测量用户量的加大，所得到的负荷曲线特征愈加明显。

衡量用电水平在规定时间内负荷变动的情况，考核电气设备利用程度，通常用负荷率表示。负荷率是指在规定时间（日、月、年）内的平均负荷与最大负荷之比的百分数。对日负荷曲线来说，可通过式（16.1-1）计算日负荷率

$$K_f = \frac{P_{av} \times 100\%}{P_{max}} \tag{16.1-1}$$

式中：K_f 为日负荷率；P_{av} 为日平均负荷，kW；P_{max} 为日最大负荷，kW。

3 中性点接地方式

中性点接地方式是指配电系统中性点与大地间电气连接的方式，又称中性点运行方式。

系统零序电抗与正序电抗之比不大于 3，且零序电阻与正序电抗之比不大于 1 时，称为有效接地方式（又称大电流接地方式），否则为非有效接地方式（又称小电流接地方式）。有效接地和非有效接地一般各包含几种具体接地方法，

如图 16.1-8 所示。

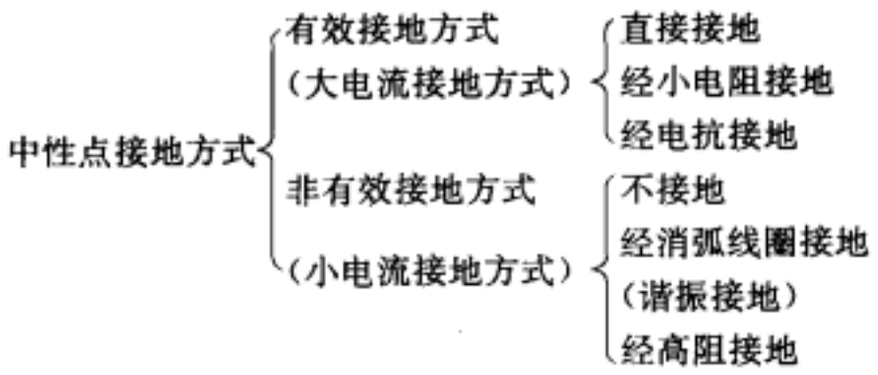


图 16.1-8 中性点接地方式分类

系统不具有直接安装消弧线圈、电阻等设备的中性点时，可用接地变压器产生中性点。

3.1 有效接地方式

直接接地方式是系统中性点与大地直接连接；经小电阻接地方式是在中性点与大地间连接一个电阻；经电抗接地方式是在中性点与大地之间连接一个电抗。电阻和电抗的选择应使流经变压器绕组的故障电流不超过每个绕组的额定值。有效接地方式的共同特点是：单相接地故障时不会引起过电压，继电保护配置比较容易，但会引起跳闸，影响供电可靠性。

3.2 非有效接地方式

不接地方式即中性点对地悬空（绝缘）。谐振接地方式是在系统中性点与大地间连接消弧线圈（电感线圈，又称 Peterson 线圈）。经高阻接地方式是中性点与大地之间连接阻值较大的电阻。非有效接地方式的共同特点是：接地电流较小，对电气设备、通信和人身造成的危害较小；三相之间的线电压基本保持不变，不影响对负荷的供电，提高了供电可靠性。

非有效接地系统中，许多单相接地故障是“瞬时性”故障。接地电流小于 5A 时，电弧会迅速自行熄灭，电网即可恢复正常运行；接地电流较大（30A 以上）时，一般形成持续性电弧接地；接地电流大于 5A 但不足以形成稳定电弧时，将会出现间歇性电弧接地。电弧接地易产生过电压现象，可能达到 3.2 倍相电压，配电设备正常电气绝缘可以承受，但当存在绝缘薄弱环节时，可能引发两相两点、多点接地，造成线路跳闸。

谐振接地系统中发生单相接地故障时，消弧线圈产生的感性电流使故障点电流降低，同时限制熄弧后故障相电压的恢复速度，有利于消除故障。谐振接地系统的补偿情况可用脱谐度 v 表示

$$v=\frac{\text{系统电容电流}-\text{消弧线圈电感电流}}{\text{系统电容电流}} \quad (16.1\text{-}2)$$

$v<0$ 时为过补偿；$v>0$ 为欠补偿；$v=0$ 时为完全补偿。完全补偿时正常工作易引起系统串联谐振可能造成设备绝缘损坏，欠补偿在电网改变运行方式时易形成完全补偿，故一般应采用过补偿方式。

早期消弧线圈采用人工调谐方式。现一般采用自动调谐方式，可克服人工调谐方式存在的难以及时、准确跟踪电容电流变化的缺点。

消弧线圈自动调谐装置一般由驱动式消弧线圈及配套自动测控单元组成。在系统运行方式变化时自动跟踪测量电容电流变化，将消弧线圈调至合适的运行状态。具体调谐方式有两种：一种是“预调式”，在接地故障发生前，将消弧线圈调整到靠近完全补偿的点运行，这种方式需要串联或并联一定数值的限压电阻，以防止中性点位移电压过度升高；另一种方式是“随调式”，正常运行时消弧线圈远离完全补偿点运行，中性点位移电压较低，接地故障后迅速将消弧线圈调整到位。

3.3 配电系统中性点接地方式的选择

不同接地方式对系统绝缘水平、过电压保护、继电保护方式等产生不同的影响。反之，系统选择接地方式时需要综合考虑安全、技术及经济多种因素。

国内外 110kV 及以上高压配电网一般采用中性点直接接地方式，此时系统绝缘水平的考虑占首要地位。

66kV 及以下高压和中压配电网，各种接地方式在实际工程中都有相当数量的应用。目前，美国、英国、新加坡等国和我国香港一般采用直接接地方式或经小电阻接地方式。德国、法国等欧洲国家以及日本、俄罗斯等国一般采用非有效接地方式。我国大多数地区采用非有效接地方式：电容电流较小时，采用不接地方式；在电缆和架空线路混合网络接地电流超过 10A 以及纯电缆网络接地电流超过 20A 时，一般采用谐振接地方式。少数大城市和沿海地区城市采用小电阻接地方式。

低压配电系统中性点采用直接接地方式。根据系统对地关系及中性线与保护线的组合情况，接地型式有 TN 系统（包括 TN-S、TN-C-S、TN-C 系统）、IT 系统、TT 系统。

4 配电系统电能质量

我国电能质量指标主要包括电压偏差、频率偏差、谐波、电压波动和闪变、电压三相不平衡。

电压偏差是指电力系统各处的电压偏离其额定值的百分比。GB 12325—1990《电能质量 供电电压允许偏差》中规定：35kV 及以上供电电压正、负偏差的绝对值之和不超过额定电压的 10%；10kV 及以下三相供电电压允许偏差为额定电压的±7%；220V 单相电压允许偏差为额定电压的+7%～−10%。

GB/T 15945—1995《电能质量 电力系统频率允许偏差》规定以 50Hz 作为我国电力系统的标准频率（工频），并规定电力系统正常的频率标准为 50Hz±0.2Hz，当系统容量较小时，可放宽到 50Hz±0.5Hz。

谐波是一个周期电气量的正弦波分量，其频率为基波频率的整数倍。GB/T 14549—1993《电能质量 公用电网谐波》规定了公用电网谐波的允许值及其测试方法，适用于交流额定频率为 50Hz、标准电压 110kV 及以下的公用电网，标准电压为 220kV 的公用电网可参照 110kV 执行。

电压波动是指电压幅值在一定范围内有规则变动时，电压变动或工频电压包络线的周期性变化，或电压幅值不超过 0.9～1.1p.u. 的一系列随机变化；电压波动值为电压均方根最大值与最小值之差相对于额定电压的百分比。电压波动引起照明灯的照度波动。闪变用于说明对不同频率电压波动引起灯闪的敏感程度及引起闪变刺激性程度的电压波动值。闪变的定义是：人眼对照度波动的一种主观感觉。GB 12326—2000《电能质量 电压允许波动和闪变》特别规定了各级电压下闪变限制值，它适用于由波动负荷引起的公共连接点电压的快速变动及由此可能造成人对灯闪有明显感觉的场合。

电压三相不平衡常用电压负序分量与正序分量的均方根百分比表示。GB/T 15543—1995《电能质量 三相电压允许不平衡度》规定了电力系统公共连接点正常时电压不平衡

度允许值为 2%，短时不平衡度不得超过 4%，其短时允许值是指任何时刻均不能超过的限值，以保证继电保护和自动装置的正确动作。对接入公共连接点的每个用户，规定其引起该点正常电压不平衡度允许值一般为 1.3%。

负荷用电特性随机变动和非线性负载、电力系统设备的非线性特性及电力系统故障是造成电力系统电能质量问题的主要原因。随着电力系统规模的不断扩大、系统中非线性负荷的不断增加以及电力系统可能出现的内外故障增多，大大恶化了配电系统的电能质量。为了系统地分析研究电能质量问题，对其进行分类并给出相应的定义或规定十分重要。表 16.1-1 给出了 IEEE 关于电能质量领域电磁现象的具体分类。

配电系统中各种主要电能质量问题的性质、特征指标、产生原因和后果以及解决方法归纳于表 16.1-2。

表 16.1-1　　IEEE 定义的电力系统电磁现象特性及分类

类别			典型频谱	典型持续时间	典型电压幅值
瞬变现象	冲击	纳秒级	5ns 上升	<50ns	
		微秒级	1μs 上升	50ns～1ms	
		毫秒级	0.1ms 上升	>1ms	
	振荡	低频	<5kHz	0.3～50ms	0～4p.u.
		中频	5～500kHz	20μs	0～8p.u.
		高频	0.5～5MHz	5μs	0～4p.u.
短时间电压变动	即时（instantaneous）	间断		0.5～30 周波	<0.1p.u.
		凹陷		0.5～30 周波	0.1～0.9p.u.
		凸起		0.5～30 周波	1.1～1.8p.u.
	瞬时（momentary）	间断		30 周波～3s	<0.1p.u.
		凹陷		30 周波～3s	0.1～0.9p.u.
		凸起		30 周波～3s	1.1～1.4p.u.
	暂时（temporary）	间断		3s～1min	<0.1p.u.
		凹陷		3s～1min	0.1～0.9p.u.
		凸起		3s～1min	1.1～1.2p.u.
长时间电压变动	持续间断			>1min	0.0p.u.
	欠电压			>1min	0.8～0.9p.u.
	过电压			>1min	1.1～1.2p.u.
电压不平衡				稳态	0.5%～2%
波形畸变	直流偏移			稳态	0～0.1%
	谐波		0～100th	稳态	0～20%
	间谐波		0～6kHz	稳态	0～2%
	缺口			稳态	
	噪声		宽带	稳态	0～1%
电压波动			<25Hz	间歇	0.1～7%
频率偏差①				<10s	

① 频率偏差一般控制在±1%范围内。

表 16.1-2　　各种主要电能质量问题一览

类　型	性　质	特征指标	主要产生原因	后　果	解决方法
电压偏差	稳态	幅值	系统无功功率不平衡	危害广大用电设备及电网的安全稳定和经济运行	配置充足的无功功率电源和系统调压
频率偏差	稳态	实际值与标称值之差	系统有功功率不平衡	危害用电负荷及电力系统	频率的一次、二次调整及频率控制
谐波	稳态	谐波频谱电压电流波形	非线性负载固态开关负载	设备过热继电保护误动设备绝缘破坏	有源、无源滤波
电压波动与闪变	稳态	波动幅值 出现频率 调制频率	电弧炉电机起动	引起照明光源的闪烁　伺服电动机运行不正常	静止无功补偿
三相不对称	稳态	不平衡因子	不对称负载	设备过热继电保护误动通信干扰	静止无功补偿
缺口	稳态	持续时间幅值	调速驱动器	计时器计时错误通信干扰	电容器、隔离电感器
振荡暂态 脉冲暂态	暂态	波形、峰值 上升时间、 持续时间	线路、负载和电容器组的投切闪电电击线路感性电路开合	设备绝缘破坏损坏电力电子设备	滤波器、隔离变压器、避雷器
间断 凹陷 凸起	暂态	幅值 持续时间 瞬时值	远端发生故障电机起动	设备停运、敏感负载不能正常运行	不间断电源、动态电压恢复器
噪声	稳态	幅值 频谱	不正常接地固态开关负载	微处理器控制设备不正常运行	正确接地、滤波器

近年来，以时域仿真、谐波潮流计算、谐波频率扫描以及基于傅里叶变换和小波变换等为代表的各种电能质量分析方法的应用，在一定程度上解决了诸如谐波在网络中的传播分析、各种扰动源引起的波形畸变分析等问题，为开发各种电能质量控制装置奠定了基础。

在传统电能质量问题中，电压偏差的控制是通过发电机励磁调节、变压器分接头调整及无功补偿等手段实现的。频率偏差的控制则通过发电机出力的调整、抽水蓄能机组的调节等来实现。电力谐波的抑制或减缓措施通常可分为预防性和补偿性两种。预防性措施包括：① 供电设备在设计、制造、配置等方面采取减少谐波的措施；② 通过增加整流器的脉动数或采用可控整流来限制电力谐波的主要来源——整流器的谐波。补偿性措施包括：① 改变馈线参数；② 采用滤波器。电压波动与闪变的抑制可以从用电设备特性的改善、供电能力的提高以及补偿设备的采用等几方面出发来采取相应措施。三相不平衡的控制通常包括供电回路的平衡化、负载分配的平衡化以及平衡补偿措施等。

随着信息技术的发展，现代社会对电能质量控制的要求日益提高。包括信息技术在内的现代科学技术的发展与应用，一方面对供电质量提出了更高的要求，另一方面也为电能质量控制技术的实施提供了保证。现代电能质量控制技术是基于电力电子技术、储能技术、信息处理技术等发展起来的。典型的配电系统电能质量控制技术包括无源和有源滤波器、静止无功补偿器（SVC）、静止无功发生器（SVG）、电压源型变换器（Voltage Source Converter，VSC）、动态电压调节器（Dynamic Voltage Regulator，DVR）等等。这些控制技术正在逐步实用化，为提高配电系统的电能质量发挥越来越重要的作用。

5 配电系统继电保护与自动装置

配电网中最基本和最主要的自动化设施是继电保护装置，主要配置于变电站的断路器上，其功能为：当配电网中的配电线、变压器和其他设备发生短路故障或异常情况时，能有选择性地快速将故障设备从电网中隔离，以减轻设备损坏程度和尽量少影响正常供电。鉴于本卷中对于电力系统继电保护已有专门篇叙述，本节仅简述配电系统的熔断器、重合器与保护配合。此外，也将简述用于防止系统电压崩溃和频率崩溃的低压和低频率自动减载技术。

5.1 保护装置

5.1.1 熔断器

当电流超过规定值一定时间后，以它本身产生的热量使熔件熔化而开断电路的开关装置。因此，熔断器也属于过流保护装置，带有一个可开断电路的熔断件。熔断器的开断时间——电流特性用两条曲线表示：最小弧前时间—电流特性曲线和开断时间—电流特性曲线，如图 16.1-9 中的曲线 a 和 b 所示。两条曲线的差是熔断器的燃弧时间。

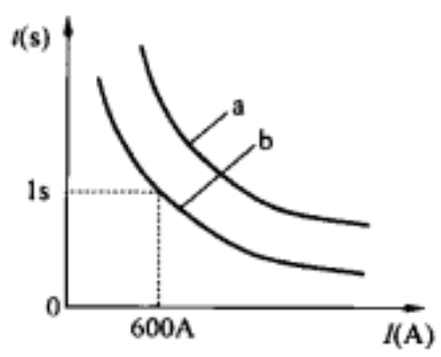


图 16.1-9 时间—电流特性曲线
a—开断时间—电流特性曲线；b—最小弧前时间—电流特性曲线

5.1.2 自动重合器

能够按照预定的开断和重合顺序自动进行开断与重合操作，并在其后自动复位和闭锁的自具控制保护功能的高压开关设备，用于清除瞬时故障或隔离永久故障，也有手动开合的功能。它们可以设置成不同的操作序列，如：

2 次瞬时跳闸和重合闸，接着 2 次延时跳闸和重合闸，然后闭锁。

1 次瞬时跳闸和重合闸，接着 3 次延时跳闸和重合闸，然后闭锁。

3 次瞬时跳闸和重合闸，接着 1 次延时跳闸和重合闸，然后闭锁。

4 次瞬时跳闸和重合闸，然后闭锁。

图 16.1-10 给出了典型的重合器的跳闸特性。

5.1.3 断路器

能关合、承载、开断运行回路正常电流，也能在规定时间内关合承载及开断规定的过载电流（包括短路电流）的开关设备。断路器与重合器一样，能够在事故和正常运行条件下断开与重合电路，而且精度较高。但是，断路器价钱贵得多。在对可靠性要求较高的条件下，普遍选择由继电保护控制的断路器作为重合器。延时过载保护的特性如图 16.1-11 所示，断路器过载电流倍数和继电器的动作时间可以整定。

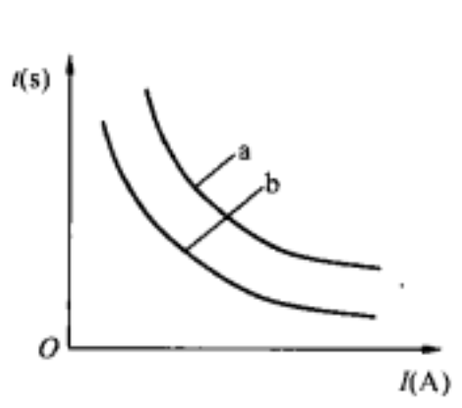


图 16.1-10 重合器的跳闸特性
a—时间延迟；b—瞬时跳闸

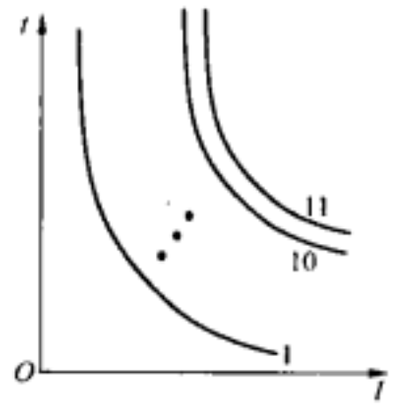


图 16.1-11 断路器延时过载保护特性
1～11—延时设定

5.2 配电系统的保护

保护的目的是在最短的时间内切除故障，并使受影响的用户数最少。如图 16.1-9 所示，熔断器必须能够承载所在支路的额定负荷，同时在支路的末端发生事故时应该可靠熔断清除故障。重合器用于清除保护区内的瞬时故障，重合器有最小起动电流设置，故障电流低于该限值时重合器不起动，因此需要如图 16.1-12 所示的具有较低起动电流的第二个重合器 B。

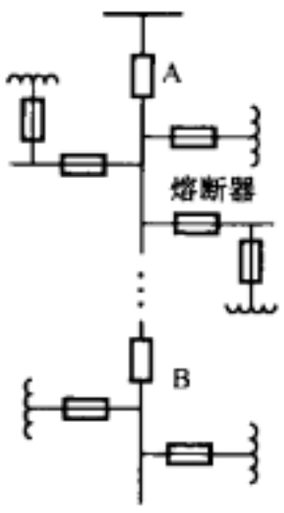


图 16.1-12 配电系统的保护
A，B—重合器

5.3 保护装置配合

配电系统中通常同时用几种过流保护装置保护配电馈线。熔断器是最简单的类型。熔断器通过熔断来隔离配电馈线支路上的永久故障。重合器可通过瞬时或延时两种方式跳闸或重合。对于瞬时故障，重合器跳闸然后又重合，瞬时故障即可清除，此时，熔断器不动作。为此要求重合器和相应的熔断器的时间—电流特性之间的配合。换言之，对于瞬时故障，重合器的动作时间应短于熔断器的最小弧前时间，而重合器的延迟动作时间应长于熔断器的开断时间。在断路器和重合器之间也有类似的配合要求。在任何情况下，配合的目标都是使故障持续时间和受故障影响的电力用户数最少化，同时定位故障地点。

配电馈线的运行方式比较多变：馈线上的负荷随一天的不同时刻、气温以及特殊事件等而变化；因为检修，一段线

路可能退出运行；在馈线上的故障造成用户停电时，如果可能，应通过倒路操作恢复对这些用户的供电。当系统运行条件改变时，可能需要重新检查馈线上保护装置间的协调。

考虑保护装置配合时，首先需要区分相对于所考虑的故障，哪个保护装置是主保护，哪个是后备保护。主保护是用来开断事故的，而后备保护装置是提供运行支持的。为了得到适当的保护定值，需要比较这一对保护装置的时间—电流特性。配电工程师时常必须把不同装置的这些特性曲线放在一张图上，同时调整它们直到得到适当的配合间隔。通常借助计算机辅助设计软件来完成这个迭代过程。两种典型的协调是熔断器—熔断器协调（如图 16.1-13 所示）和重合器—熔断器协调（如图 16.1-14 所示）。以熔断器—熔断器协调为例：为了协调如图 16.1-13 所示的熔断器 A 和 B，用保护熔断器 B 安装处的最大短路电流，查它所选用熔断件的开断时间—电流特性曲线的开断时间，此时间不应超过相应后备保护熔断器 A 的熔断件的最小弧前熔断时间—电流特性曲线的熔断时间的 75%。这 25%的裕量用于计及周围气温和负荷等变动因素。

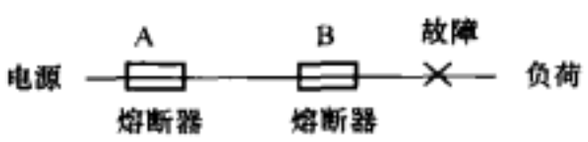


图 16.1-13 熔断器—熔断器协调
A，B—熔断器

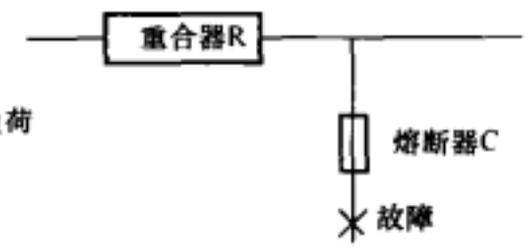


图 16.1-14 重合器—熔断器协调

5.4 自动装置

除本节前述的几种过流保护保护装置的协调配合外，配电系统中包含有其他的安全自动装置，如按电压降低自动减负荷和按频率降低自动减负荷等。

按电压降低自动减负荷，是为防止事故后或负荷上涨超过预测值，因无功补偿不足引发电压崩溃事故，利用延时低电压保护装置自动切除部分负荷，使运行电压恢复到接近正常值的技术措施。按电压降低自动减负荷装置只在特殊需要的地区安装使用，一般选在：负荷集中且无功电源不足的地区；电力系统规划的解列点；无功电源不足，受电比重大的输电线路的受电端（在此处，它又常与按频率降低自动减负荷装置并联使用）。延时低电压保护装置的整定值，应与地区继电保护的动作时间相配合，以避免地区电力网发生短路故障时的误动作。

按频率降低自动减负荷，是在电力系统发生事故出现功率缺额引起频率急剧大幅度下降时，自动切除部分用电负荷使频率迅速恢复正常以避免频率崩溃的技术措施。这个措施是使用按频率降低自动减负荷（又称自动低频减载）装置来实现的。它是一种以低频率继电器为基本元件的自动装置，是每个电力系统都必须配置的最主要的一种安全自动装置。这种装置广泛配置在电力系统的变电站中。当系统频率降低到其动作值时，它就自动切断一条至数条供电线路（或用户），从而达到自动切除部分用电负荷的目的。其配置方案需从电力系统全局考虑。

6 基于地理信息系统的配电设备管理（AM/FM/GIS）

6.1 基本概念

地理信息系统是为了获取、存储、检索、分析与显示空间定位数据而建立的计算机化的数据库管理系统，地图是其最基本的图形界面。AM/FM/GIS 是地理信息系统在水、电、气等公用事业的应用。

配电系统 AM/FM/GIS 的最基本特征是在电子地图背景上进行配电网的设备管理和地理接线图维护。AM/FM/GIS 管理和维护了一个配电系统最基础的图形和档案资料，是配电系统日常管理、运行和维护最基本的、必不可少的计算机软件系统，也是实现配电自动化的基础。AM/FM/GIS 的影响遍及配电管理系统的各个方面，其应用可以大大提高配电网的管理水平和工作效率。

AM/FM/GIS 一般都基于某个地理信息平台开发，在国内配电系统应用较广泛的 GIS 平台产品包括国外的 Arc/Info、SmallWorld、MapInfo、AutoCAD、Intergraph 等和国产的 GeoStar、GrowGIS、Supermap 等。

6.2 基本用途

AM/FM/GIS 既可以用于输电系统，也可以用于配电系统，在生产实践中相应的名称分别是输电 GIS、配电 GIS 或输配电 GIS。

AM/FM/GIS 最主要的应用是在配电系统，特别是城市配电系统，这是由于配电系统结构复杂，线路设备分布广、数量多，新建改造频繁，工程图纸与数据档案的维护工作量巨大，采用手工管理方式难以满足要求。AM/FM/GIS 的应用使配电生产信息管理工作从传统的手工操作模式进入了数字化的管理模式。AM/FM/GIS 系统通过建立一个具有空间概念（地理信息）和基础信息（配电网设备资料）的分层管理基础数据库，为配电日常管理维护服务，同时又为各种高级分析计算提供基础数据。

6.3 基本功能

AM/FM/GIS 系统基本的功能包括：

（1）自动绘图：自动绘图（AM）是 GIS 技术应用于配电管理的基本功能。AM 功能是对基础地理图形和配电设备图形进行自动绘制，包括地理数据录入、编辑、操作、输出等功能，并能够将后台数据库信息的变化自动反映到图形上。

（2）设备管理：AM/FM/GIS 系统可以对各种电力设备进行有效的空间管理，包括设备的图形信息和台账信息。由于可以将测绘部门提供的电子地图转换成 GIS 系统可用的方式，如地形图、道路图、房屋图等作为地理背景图，给人以直观的地形地物印象，因此对设备的空间管理变得更加容易。通过对设备的定位操作可以直接在地图上找到所关心的设备，也可以进行方式灵活的空间查询统计和普通查询统计（即基于关系数据库 SQL 的查询统计）。

除设备台账的基本数据外，AM/FM/GIS 系统还可以长期有效地保存各种缺陷和事故记录，其中积累的大量历史资料对配电管理运行和建设改造都具有重要的指导意义。

（3）图形资源管理及图层编辑：AM/FM/GIS 系统维护了大量的图形资源，包括电子地图、配电网地理接线图等。系统可以为这些图形资源提供一致的管理工具，可以修改图形属性、增删图层、定义图形与数据库的关联关系等。供电公司中其他基于 GIS 的应用系统（例如规划系统）都需要利用这些资源。

（4）数据输出接口：由于 AM/FM/GIS 维护了配电系统最基础的数据和图形资料，因此数据输出接口是其不可缺少的功能。系统应能采用通用格式输出电子地图、配电网设

备设施的地理位置和属性数据。

（5）配电网建模：AM/FM/GIS系统可以根据基本的设备信息和设备的地理信息，为各种配电网分析应用建立相关的数据模型，如用于设备管理的设备层次关系模型，用于拓扑分析的网络节点模型等。建模后的数据能够支持高级分析功能。

（6）高级分析应用：在AM/FM/GIS系统基本功能的基础上能够开发一些高级分析功能，例如拓扑分析、停电范围分析、可靠性计算等。

6.4 应用要点

在实践中成功地应用AM/FM/GIS系统，应注意以下关键点：

（1）数据维护：数据质量问题是AM/FM/GIS应用最突出的问题。由于配电数据庞大、管理人员分散，因此很多AM/FM/GIS的数据更新维护都采用多用户分布式，但是数据更新时一般都没有很好地记录数据时效（即所录入当前电网数据的时间），或者没有进一步处理时效。从而导致同一时间断面数据的一致性很难保证，无法反映电网真实状态。而配电管理水平不高的情况下，除时效性问题外，还存在其他很多数据质量问题，导致了日常管理统计经常不准确，更难满足高级分析计算的要求。产生这一问题的原因除了管理因素外，AM/FM/GIS自身也存在技术问题，主要是缺乏具有很好人机交互的高效智能的数据校验与修复工具。

（2）接口标准：AM/FM/GIS作为需要共享的配电系统数据资源系统，对外接口的统一性和标准性是非常重要的。若AM/FM/GIS的输出数据接口开发还没有应用统一的规范，将对应用AM/FM/GIS系统数据进行其他开发带来一定困难和不确定性。另一方面，AM/FM/GIS与供电企业一些其他自动化应用系统，比如负荷管理系统、SCADA系统等有着紧密的耦合关系，而AM/FM/GIS从这些系统获取数据同样不很理想。

总之，“信息孤岛”造成了系统之间信息不能共享、重复开发以及系统难以扩展等问题，制约了AM/FM/GIS的正常使用和扩展应用。

（3）系统扩展：最初AM/FM/GIS定位为设备管理系统，随着应用的深入，需要在AM/FM/GIS系统的基础上进行大量的功能延伸，有的是管理范畴的扩展（例如用户管理），有的是分析深度的深入（例如电气专业的高级分析优化）。这些扩展使AM/FM/GIS变得越来越庞大，所涉及专业也越来越复杂。软件工程的理论和实践结论都表明，规模的庞大和复杂度的增加对于软件系统的开发和维护都非常不利。

6.5 发展方向

随着软件开发技术的革命和GIS技术的推陈出新，AM/FM/GIS系统的开发应用出现了新的发展趋势，其中最重要的几项如下：

（1）组件技术与GIS平台：由于AM/FM/GIS是配电系统中最早和最基本的GIS应用，AM/FM/GIS一直被人们认为就是配电系统管理的GIS平台，其他配电管理、运行、规划等业务功能及其高级应用应该在AM/FM/GIS中扩展。这种模式导致了系统非常庞大、维护困难，同时GIS开发商往往又不精通电气专业，很难开发出高水平的电气专业分析功能。

GIS组件技术彻底改变了GIS在配电系统中的应用模式。GIS组件可以让电力系统软件开发商方便地建立基于GIS的应用系统，例如基于GIS的营销系统、规划系统、投诉电话处理系统等，而不是传统开发方式中将各种应用都集成在一套AM/FM/GIS中的模式。这样避免了AM/FM/GIS发展成为巨系统，取而代之的是很多面对不同用户的、满足各种主题应用的较小规模系统，这是软件系统开发和应用的最佳模式。在这种模式下，GIS将发展成为配电系统运行管理最主要的图形展示和操作平台，从而能够实现以数据库为中心统一存放数据、以GIS地理接线图和电气接线图（单线图）作为数据的两大图形展示交互界面的配电系统应用软件的理想架构。

因此，GIS组件是真正意义上的GIS平台，各种基于GIS的应用软件都通过组件重用了GIS技术。AM/FM/GIS的定位变成了主题为设备和图纸管理的一个GIS应用；当然它仍然是必需的、最基础的一个GIS应用，因为很多其他的应用都需要AM/FM/GIS提供配网设备属性和地理信息的基础数据。

（2）数据库技术：一般的GIS系统都同时支持自定义文件和关系数据库两种格式来存储数据。由于传统的关系数据库（RDBMS）不适合存储空间数据，因此早期的AM/FM/GIS只借助RDBMS来存储属性数据，而将空间信息存放在开发商自定义的数据文件中。随着数据库功能日趋强大，应用更加普及，现代的AM/FM/GIS都优先采用RDBMS来存储包括空间数据在内的所有数据。这时一般需要在RDBMS的基础上进行空间数据扩展，空间数据引擎（例如Orcale Spatial、ArcSDE）是常用的技术手段。

（3）公共信息模型（CIM）：20世纪90年代初，美国电科院（EPRI）启动了CCAPI研究项目，意在制定一套开放式EMS规范，其中一个重要的研究成果是公共信息模型CIM（Common Information Model）。IEC 61970标准草案接受了这一成果。以IEC 61970 CIM为基础，结合其他标准模型，如IEC TASE.2定义的控制中心和发电厂模型、IEC 61968定义的配电网数据模型、IEC 61850定义的变电站模型，将形成一个覆盖电力企业所有业务的统一信息模型。

AM/FM/GIS系统的数据接口采用CIM模型，可以很好地解决与其他自动化系统的数据交换问题，才能将AM/FM/GIS系统变成一个真正的开放式系统，充分发挥其基础数据源的作用。

7 配电新技术

配电系统是电力系统中将电能分配给电力用户的关键环节。减少停电时间，提高配电系统的供电可靠性；降低系统损耗，改善系统的运行经济性；保证所供电能的质量，满足各类电力用户的需求等，都要求在配电系统中持续不断地采用新设备、新技术、新方法。由于配电系统中设备类型多、网络结构复杂、供电方式多变，涉及的新技术很多，本节重点就分布式电源供电技术、超导电力技术和电力电子技术在配电系统中的应用作简单介绍。

7.1 分布式电源供电技术

分布式电源供电技术是指以分散型发电技术为基础，以利用分布型可再生能源或靠近用户的小型电站为主，以微网技术为核心，并结合终端用户电能质量管理和能源梯级利用技术的小型模块化、分布式发电及供能系统。分布式电源可以分为发电和储能两类。典型的分布式发电系统包括微型燃

气轮机、燃料电池、光伏电池、太阳能热发电机、风力发电机、内燃机和小型水轮发电机等。典型的储能系统包括蓄电池、飞轮储能系统、超导磁储能系统和超级电容器等。将分布式电源接入常规的配电系统使得系统结构、运行方式、保护与控制等都发生了很大的变化。需要采用不同于常规配电系统的研究与分析方法。

在图 16.1-15 给出的由分布式电源供电的典型系统中，用户所需电能由风力发电系统、光伏发电系统、燃料电池、冷热电联产系统等提供。其中，冷热电联产系统是建在用户当地的一种能源供应形式，它不仅向用户提供所需的电能，同时还向用户提供热能，满足用户供热和制冷的需要，具有能源利用效率高，供能可靠性高，污染物排放少，经济性好等优点。这种即保证电能需求又提供热能供应，由分布式电源和负荷构成的能源供应网，称为“微网”。利用分布式电源构成微网向用户提供所需的能量是分布式电源的一种重要应用形式。

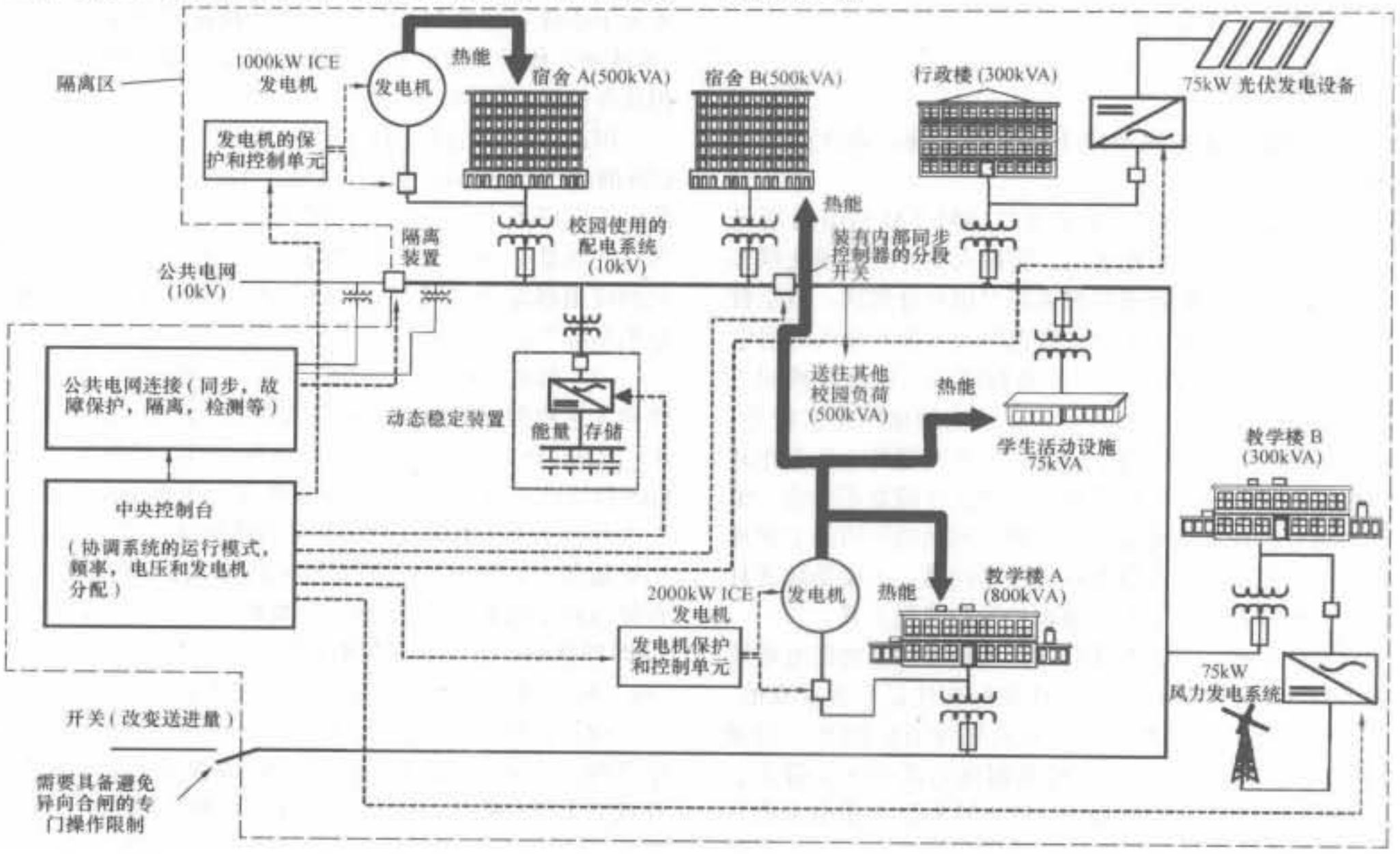


图 16.1-15 微网系统示意

图 16.1-15 所示的微网系统既可以与常规配电系统并网运行又可以独立运行。当并网运行时，微网可以从电网中吸取电能，又可以将微网发出的多余电能供给电网。当独立运行时，微网本身必须实现分布式发电系统输出功率与网内负荷间的平衡，以保证系统电压和频率偏差维持在允许的范围之内。

在各种分布式电源中，有一大类电源（如燃料电池、光伏发电系统等）产生的是直流电，还有一些电源（如微型燃气轮机）产生的是高频交流电，为了满足负荷用户用电形式的要求，也为了能够使系统并网运行，需要电力电子变换装置转换为标准的 50Hz 交流电。对每一个分布电源，需要有接入系统单元（AC—DC—AC、DC—AC 等电力电子变换装置）、控制单元和保护单元，相对于常规配电系统，含分布式电源的配电系统更为复杂，系统保护、电压控制、潮流控制、稳定性控制、脱网运行时的负荷匹配控制等都需要探索新的技术、理论和方法。

微网技术的引入，可再生能源发电技术、电力储能技术以及微小型燃气轮机技术的发展，为分布式电源供电系统的形成和发展创造了有力的技术条件。未来的配电系统一定是有大量分布式电源接入的更为复杂的配电系统。

7.2 超导电力技术

超导电力技术主要利用了超导体的直流零电阻、交流低损耗特性，通过应用超导线、带材等实用超导材料，可代替一般电力装置中的铜等导体材料，实现更高效率的输电、变电功能。高温超导电力技术是近年来超导技术发展的热点，所研制的超导电力装置包括超导限流器、超导电缆、超导磁储能装置（SMES）、超导电机、超导变压器等，它涉及电气工程、物理学、材料科学、低温工程和自动控制技术等多门学科，其主要关键技术为利用超导材料的直流零电阻、交流低损耗的特性传输大电流，同时也广泛利用了超导体的完全抗磁性、临界电流转变时电阻突变的特性等一系列特有的电磁性能。超导电力技术的实际应用，不仅可以大大提高电力系统中单机容量和电网的输送能力并大大降低电网的损耗，可以明显改善电能的质量，提高电力系统的运行可靠性。目前，高温超导电力技术在许多方面已经达到或接近应用于配电网络的水平。例如：

（1）超导故障限流器：利用超导体超导态向正常态转变时物理特性的变化，可达到限制突发大电流的目的，它融检测、触发和限流于一体，反映速度快，正常运行时损耗低，能自动复位，是十分理想的限流装置，可有效改善配电系统供电可靠性，保护电气设备，降低配电系统的建设和改造成本。

（2）高温超导电缆：目前商用的 Bi-2223 系列带材在液氮温区下的性能可以满足数千安容量输电电缆要求。液氮冷却的高温超导电缆与目前应用的油冷常规电缆相比，不会有因漏油污染环境和发生火灾的隐患，其电压等级可与常规电缆相当。高温超导电缆可实现大电流高密度输电，符合节能

的发展要求，有助于减少城市配电用地，缩短电气距离，改善配电网结构。主要应用于短距离大电流的场合，如变电站母线、高负荷密度区的配电等。

（3）超导磁储能系统：利用超导线圈作储能线圈，由电网经变流器供电励磁，在线圈中产生磁场而储存能量。需要时，可经逆变器将所储存的能量送回电网或提供给其他负荷。由于超导储能线圈几乎是无损耗的，线圈中所储存的能量可以长久储存而几乎不衰减。与其他储能系统相比，超导储能具有很高的转换效率（可达95%）和很快的反应速度（可达几毫秒）。正应为如此，超导储能装置可以有效地用于调节配电系统的峰谷负荷，它也可以用于无功功率和功率因数的调节以改善配电系统的电能质量。

（4）高温超导变压器：采用超导材料绕制的变压器与常规的变压器相比具有体积小、质量轻的优点，它采用液氮作制冷剂，没有污染环境或火灾的隐患。高温超导变压器有很强的过载能力，在过载条件下短时间运行只导致冷却功率增加，而常规变压器过载约10%～30%就有可能导致绝缘的损坏。此外，在电力系统中采用超导变压器，当发生短路时，超导线圈还有限流的作用。国际上对于超导变压器的需求主要集中在城市大容量负荷中心，超导变压器的高功率密度使得在空间限制比较苛刻的条件下实现更大容量成为可能。

除上述装置外，在配电系统中，还可以采用超导同步调相机、超导限流一储能装置、超导电能质量调节器、超导有源滤波装置等新型电力装置，以达到提高电能质量，改善配电系统可靠性的目的。

7.3 电力电子技术

为了改善配电系统的电能质量和供电可靠性，将灵活交流输电系统（FACTS）领域中成熟的各种电力电子控制装置应用于配电系统中，就成为了一种必然选择。应用于配电系统的FACTS技术又称DFACTS技术，也称为用户电力技术。采用DFACTS技术的核心就是在不改变网络结构的情况下，将电力电子技术和现代控制技术相结合，对系统的电压、线路阻抗、相位角、功率潮流等参数进行快速和连续地调节控制，最终实现配电网的灵活实时控制和无瞬时停电，以满足用户的电能质量要求。DFACTS装置的种类很多，包括固态开关设备、补偿器和有源滤波器等装置，也包括直流配电系统、电力电子变压器等。

（1）配电补偿器：分为以动态电压恢复器（简称DVR）为代表的串联补偿器，以静止无功补偿器（简称DSVC）和静止同步补偿器（简称DSTATCOM）为代表的并联补偿器，以及像统一潮流控制器那样将两种补偿方式相结合的串—并联补偿器。

（2）有源滤波器：是一种利用电力电子控制器来抑制谐波的DFACTS设备。它通过检测电路将非线性负载电流分解为基波分量和谐波分量两部分，而后通过注入与负载谐波分量大小相等、方向相反的补偿电流，消除非线性负载对电网的影响。

（3）固态开关技术：主要有固态转换开关和固态断路器两类。其基本结构是将常规的开关触点和晶闸管开关并联。在开关切换过程中，它充分利用了晶闸管动作速度快和无触点的特点，实现组合开关的快速无电弧合闸。而在稳态导通过程中，它又充分利用了电气触点接触电阻小的优点，消除了采用晶闸管作开关时由于器件本身的管压降所引起的发热问题。

（4）直流配电技术：采用GTO（或IGBT）等可关断器件组成换流器的新型直流供电系统，由于可以通过对称控制减少感性无功的消耗，改善了供电性能；再加上不需换流变压器，减少了换流站的占地面积，今后将会在配电系统中日益得到应用，为用户直接提供所需的直流电源。

（5）电力电子变压器：如美国电科院研制的智能万用变压器（IUT：Intelligent Universal Transformer），是用先进电力电子系统代替传统配电变压器，它有望成为未来输配电系统最基本的组成设备。其突出特点在于可灵活的对其交流测电压幅值和相位进行实时控制。与常规的变压器相比，它不仅体积小、质量轻、不含有危险的液体介质、其模块化结构可减少备件的库存量、可灵活的进行接线组别变换和可提供直流和数百赫兹的交流电源，同时，还能够解决多种电能质量问题，具有运行监视、远方通信和广泛地支持系统自动化的功能。当需要时，它也可被用来作为折断潮流的可控开关。

PDG

第 2 章 配电系统分析

1 系统建模

1.1 配电元件模型

1.1.1 配电线路

1.1.1.1 配电线路的精确模型

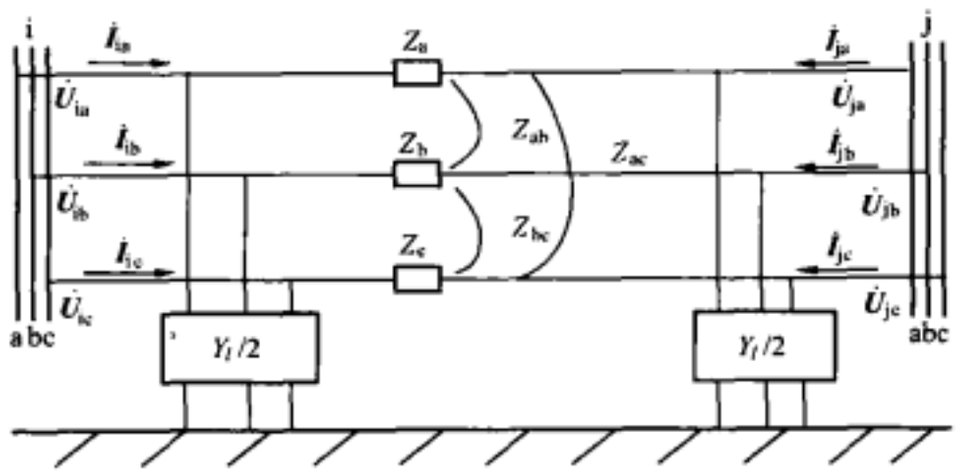


图 16.2-1 配电线路的精确模型

配电线路包括架空线和地下电缆。其精确模型为如图 16.2-1 所示的三相 π 型等值电路，其中，母线 i 和母线 j 分别为线路的入端母线和出端母线；串联阻抗矩阵 $\boldsymbol{Z}_l$ 为

$$\boldsymbol{Z}_l = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \tag{16.2-1}$$

并联对地导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}_l/2$ 为

$$\boldsymbol{Y}_l/2 = \frac{1}{2} \times \begin{bmatrix} y_{aa} & y_{ab} & y_{ac} \\ y_{ba} & y_{bb} & y_{bc} \\ y_{ca} & y_{cb} & y_{cc} \end{bmatrix} \tag{16.2-2}$$

$\boldsymbol{Z}_l$ 和 $\boldsymbol{Y}_l$ 皆为 $n \times n$ 复矩阵，n 为线路的相数，当 n 取 1、2 和 3 时，分别代表单相线路、两相线路和三相线路。

线路的精确模型对应的反映线路两端母线的电压和注入电流关系的导纳矩阵 Y_L 为

$$\boldsymbol{Y}_L = \begin{bmatrix} \boldsymbol{Z}_l^{-1} + \frac{1}{2}\boldsymbol{Y}_l & -\boldsymbol{Z}_l^{-1} \\ -\boldsymbol{Z}_l^{-1} & \boldsymbol{Z}_l^{-1} + \frac{1}{2}\boldsymbol{Y}_l \end{bmatrix} \tag{16.2-3}$$

1.1.1.2 配电线路的修正模型

如果忽略并联对地导纳，则得到配电线路的修正模型。即在式（16.2-3）中去掉 $\boldsymbol{Y}_l/2$，可得到线路的修正模型对应的导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}_L$。注意该修正模型对长的乡村轻负荷线路不适用。

1.1.1.3 配电线路的简化模型

如果假定配电线路的三相具有完全的对称性，则可得到线路的简化模型。用线路的序参数（正序阻抗 z_1，负序阻抗 z_2 和零序阻抗 z_0）表示时，考虑到线路的正序阻抗 z_1 和负序阻抗 z_2 相等，从而可以得到线路的近似相阻抗矩阵 Z'_l

$$\boldsymbol{Z}'_l = \boldsymbol{T}\boldsymbol{Z}_l^{0,1,2}\boldsymbol{T}^{-1} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 2z_1 + z_0 & z_0 - z_1 & z_0 - z_1 \\ z_0 - z_1 & 2z_1 + z_0 & z_0 - z_1 \\ z_0 - z_1 & z_0 - z_1 & 2z_1 + z_0 \end{bmatrix} \tag{16.2-4}$$

其中，$\boldsymbol{T}$ 为对称分量变换矩阵

$$\boldsymbol{T} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \tag{16.2-5}$$

式中：$a = e^{j120^\circ} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$，为复数算子。

则将式 $\boldsymbol{Z}'_l$ 替换式（16.2-3）中的 $\boldsymbol{Z}_l$，可得到线路的简化模型对应的导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}_L$。

1.1.2 配电变压器

1.1.2.1 配电变压器的精确模型

配电三相变压器一次侧和二次侧三相绕组的电压和电流之间的关系可表示为

$$\begin{bmatrix} \dot{\boldsymbol{I}}_1 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_2 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_3 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_4 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_5 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} & y_{13} & y_{14} & y_{15} & y_{16} \\ y_{21} & y_{22} & y_{23} & y_{24} & y_{25} & y_{26} \\ y_{31} & y_{32} & y_{33} & y_{34} & y_{35} & y_{36} \\ y_{41} & y_{42} & y_{43} & y_{44} & y_{45} & y_{46} \\ y_{51} & y_{52} & y_{53} & y_{54} & y_{55} & y_{56} \\ y_{61} & y_{62} & y_{63} & y_{64} & y_{65} & y_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{\boldsymbol{U}}_1 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_2 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_3 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_4 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_5 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_6 \end{bmatrix} \tag{16.2-6}$$

式中：$\dot{\boldsymbol{U}}_1$、$\dot{\boldsymbol{U}}_2$、$\dot{\boldsymbol{U}}_3$ 和 $\dot{\boldsymbol{I}}_1$、$\dot{\boldsymbol{I}}_2$、$\dot{\boldsymbol{I}}_3$ 分别表示一次侧三相绕组的电压和电流；$\dot{\boldsymbol{U}}_4$、$\dot{\boldsymbol{U}}_5$、$\dot{\boldsymbol{U}}_6$ 和 $\dot{\boldsymbol{I}}_4$、$\dot{\boldsymbol{I}}_5$、$\dot{\boldsymbol{I}}_6$ 分别表示二次侧三相绕组的电压和电流，系数矩阵为变压器的节点导纳矩阵。

1.1.2.2 配电变压器的简化模型

假定磁路在各绕组之间对称分布，则式（16.2-6）可以简化为

$$\begin{bmatrix} \dot{\boldsymbol{I}}_1 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_2 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_3 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_4 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_5 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_p & y'_m & y'_m & -y_m & y''_m & y''_m \\ y'_m & y_p & y'_m & y''_m & -y_m & y''_m \\ y'_m & y'_m & y_p & y''_m & y''_m & -y_m \\ -y_m & y''_m & y''_m & y_s & y'''_m & y'''_m \\ y''_m & -y_m & y''_m & y'''_m & y_s & y'''_m \\ y''_m & y''_m & -y_m & y'''_m & y'''_m & y'''_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{\boldsymbol{U}}_1 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_2 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_3 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_4 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_5 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_6 \end{bmatrix} \tag{16.2-7}$$

式中：y_p 和 y_s 分别为一次侧和二次侧绕组的自导纳；y_m 为同一铁芯柱上的一次侧绕组和二次侧绕组之间的互导纳；y'_m 为一次侧绕组之间的互导纳；y''_m 为不同铁芯柱上的一次侧绕组和二次侧绕组之间的互导纳；y'''_m 为二次侧绕组之间的互导纳。

如果忽略各相间的耦合，只保留一次侧绕组和二次侧绕组之间的耦合，则可以得到

$$\begin{bmatrix} \dot{\boldsymbol{I}}_1 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_2 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_3 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_4 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_5 \\ \dot{\boldsymbol{I}}_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_p & & & -y_m & & \\ & y_p & & & -y_m & \\ & & y_p & & & -y_m \\ -y_m & & & y_s & & \\ & -y_m & & & y_s & \\ & & y_m & & & y_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{\boldsymbol{U}}_1 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_2 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_3 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_4 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_5 \\ \dot{\boldsymbol{U}}_6 \end{bmatrix} \tag{16.2-8}$$

1.1.2.3　配电变压器的实用简化三相模型

如果已知变压器的短路损耗 ΔP_s，短路电压百分值 $V_s\%$，空载损耗 ΔP_0，空载电流百分值 $I_0\%$ 等原始铭牌参数，则可以由式（16.2-9）～式（16.2-12）得到变压器常用等值电路的参数：电阻 R_T，电抗 X_T，电导 G_T，电纳 B_T。

$$R_T = \frac{\Delta P_s \times V_N^2}{S_N^2} \times 10^3 \quad (\Omega) \tag{16.2-9}$$

$$X_T \approx \frac{V_s\% \times V_N^2}{100 S_N} \times 10^3 \quad (\Omega) \tag{16.2-10}$$

$$G_T = \frac{\Delta P_{Fe}}{V_N^2} \times 10^3 \approx \frac{\Delta P_0}{V_N^2} \times 10^3 \quad (S) \tag{16.2-11}$$

$$B_T \approx \frac{I\% \times S_N}{100 V_N^2} \times 10^{-3} \quad (S) \tag{16.2-12}$$

式中：R_T 为变压器的正序和负序电阻；电抗 X_T 为变压器正序和负序电抗。如果变压器的零序电阻 R_{T0} 和零序电抗 X_{T0} 也已给出。则可以根据这些参数结合变压器的联结方式得到三相变压器的简化的三相模型。变压器的原边短路导纳（又称漏导纳）为

$$y_T = \frac{1}{R_T + jX_T} \tag{16.2-13}$$

由联结方式、一、二次侧的分接头以及漏抗决定的三相变压器导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}_T$ 可记为

$$\boldsymbol{Y}_T = \begin{bmatrix} Y_T^{pp} & Y_T^{ps} \\ Y_T^{sp} & Y_T^{ss} \end{bmatrix} \tag{16.2-14}$$

式中：p 与 s 分别表示变压器的一次侧和二次侧。

在配电系统中，由于系统中大量变压器的存在，变压器的铁芯损耗占系统损耗的比重较大，因此在模型中需要考虑。

配电变压器的三相简化模型如图 16.2-2 所示，其中，G_T 为铁芯损耗等值导纳矩阵。

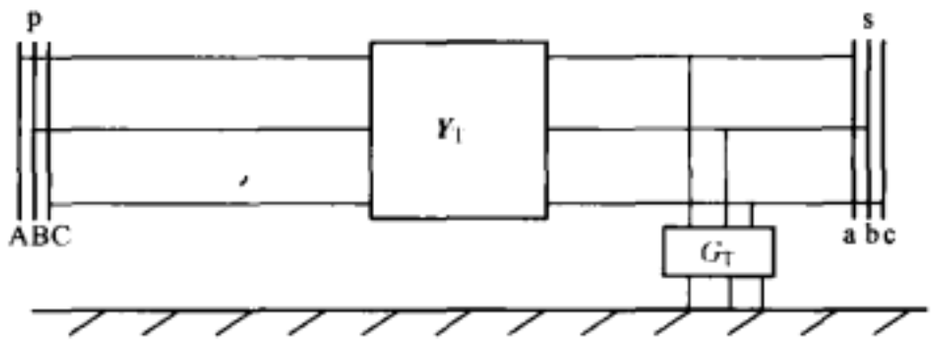


图 16.2-2　配电变压器的三相简化模型

若定义

$$\boldsymbol{Y}_I = \begin{bmatrix} y_T & 0 & 0 \\ 0 & y_T & 0 \\ 0 & 0 & y_T \end{bmatrix}, \boldsymbol{Y}_{II} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 2y_T & -y_T & -y_T \\ -y_T & 2y_T & -y_T \\ -y_T & -y_T & 2y_T \end{bmatrix},$$

$$\boldsymbol{Y}_{III} = \frac{1}{\sqrt{3}}\begin{bmatrix} -y_T & y_T & 0 \\ 0 & -y_T & y_T \\ y_T & 0 & -y_T \end{bmatrix}$$

式中：α 为变压器原边的分接头；β 为变压器副边的分接头；α/β 表示非标准变比变压器原副边之间的非标准变比。

则不同型式三相变压器的漏导纳矩阵如表 16.2-1 所示。

表 16.2-1　　三相变压器的导纳矩阵

连接方式		自　导　纳		互　导　纳	
一次侧	二次侧	Y_T^{pp}	Y_T^{ss}	Y_T^{ps}	Y_T^{sp}
YN	yn	$\frac{Y_I}{\alpha^2}$	$\frac{Y_I}{\beta^2}$	$\frac{-Y_I}{\alpha\beta}$	$\frac{-Y_I}{\alpha\beta}$
YN	y	$\frac{Y_I}{\alpha^2}$	$\frac{Y_{II}}{3\beta^2}$	$\frac{-Y_{II}}{3\alpha\beta}$	$\frac{-Y_{II}}{3\alpha\beta}$

续表

连接方式		自　导　纳		互　导　纳	
YN	d	$\frac{Y_I}{\alpha^2}$	$\frac{Y_{II}}{\beta^2}$	$\frac{Y_{III}}{\alpha\beta}$	$\frac{Y_{III}^T}{\alpha\beta}$
Y	yn	$\frac{Y_{II}}{\alpha^2}$	$\frac{Y_I}{\beta^2}$	$\frac{-Y_{II}}{3\alpha\beta}$	$\frac{-Y_{II}}{3\alpha\beta}$
Y	y	$\frac{Y_{II}}{\alpha^2}$	$\frac{Y_{II}}{\beta^2}$	$\frac{-Y_{II}}{3\alpha\beta}$	$\frac{-Y_{II}}{3\alpha\beta}$
Y	d	$\frac{Y_{II}}{3\alpha^2}$	$\frac{Y_{II}}{\beta^2}$	$\frac{Y_{III}}{\alpha\beta}$	$\frac{Y_{III}^T}{\alpha\beta}$
D	yn	$\frac{Y_{II}}{\alpha^2}$	$\frac{Y_I}{\beta^2}$	$\frac{Y_{III}}{\alpha\beta}$	$\frac{Y_{III}^T}{\alpha\beta}$
D	y	$\frac{Y_{II}}{\alpha^2}$	$\frac{Y_{II}}{3\beta^2}$	$\frac{Y_{III}}{\alpha\beta}$	$\frac{Y_{III}^T}{\alpha\beta}$
D	d	$\frac{Y_{II}}{\alpha^2}$	$\frac{Y_{II}}{\beta^2}$	$\frac{-Y_{II}}{\alpha\beta}$	$\frac{-Y_{II}}{\alpha\beta}$

至于变压器的铁芯有功功率和无功功率损耗，可以表示为变压器端电压的函数，采用标幺值形式的计算公式为

$$P(\text{p. u.}) = \frac{S_T}{S_B}(AU^2 + Be^{U^2}) \tag{16.2-15}$$

$$Q(\text{p. u.}) = \frac{S_T}{S_B}(DU^2 + Ee^{U^2}) \tag{16.2-16}$$

式中：S_T 为变压器额定视在功率；S_B 为系统功率基准值；U 为电压标幺值；系数 A，B，C，D，E，F 是依赖于变压器的常数，不同的变压器会有差别。一组典型值是：A＝0.00267，B＝0.734×10^{-9}，C＝13.5，D＝0.00167，E＝0.268×10^{-13}，F＝22.7。在潮流计算中可以采用典型值。

这样，就可以把根据铁芯功率损耗函数求得的有功和无功功率作为除变压器负荷外的额外功率需求，并联在变压器等值电路的副边各相上，来表达变压器的铁芯损耗。

1.1.3　配电电容器

配电电容器组有两种典型的接线方式，一种是接地星形接法；另一种是不接地三角形接法，如图 16.2-3（a）和图 16.2-3（b）所示。10kV 电压等级的大容量并联电容器组多采用接地星形接法；而低压并联电容器组多采用不接地三角形接法。

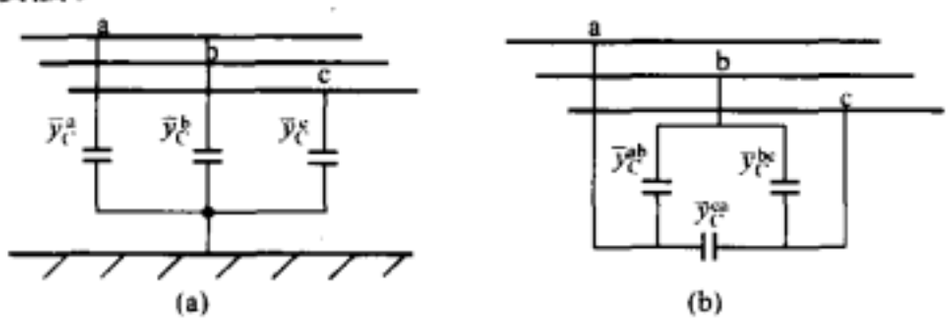


图 16.2-3　配电电容器模型

（a）接地星形并联电容器；（b）不接地三角形并联电容器

配电电容器可用恒定导纳矩阵 $\bar{\boldsymbol{Y}}_C$ 来表示。在已知配电电容器的恒定导纳矩阵 $\bar{\boldsymbol{Y}}_C$ 和所在节点的三相电压相量 $\dot{\boldsymbol{U}}$ 的基础上，可以求出并联电容器组的等值电流注入。表 16.2-2 示出了并联电容器的恒定导纳矩阵及电流注入三相相量的计算公式。

表 16.2-2　　并联电容器的导纳矩阵及电流注入相量

联结形式	电压相量 $\dot{\boldsymbol{U}}$	恒定导纳矩阵 $\bar{\boldsymbol{Y}}_C$	电流注入相量 $\dot{\boldsymbol{I}}_C$
接地星形	$\begin{bmatrix} \dot{U}^a \\ \dot{U}^b \\ \dot{U}^c \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \bar{y}_C^a & 0 & 0 \\ 0 & \bar{y}_C^b & 0 \\ 0 & 0 & \bar{y}_C^c \end{bmatrix}$	$-\bar{\boldsymbol{Y}}_C\dot{\boldsymbol{U}}$
不接地三角形	$\begin{bmatrix} \dot{U}^{ab} \\ \dot{U}^{bc} \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} \bar{y}_C^{ca} + \bar{y}_C^{ab} & \bar{y}_C^{ca} \\ -\bar{y}_C^{ab} & \bar{y}_C^{bc} \end{bmatrix}$	

1.2 配电负荷模型

配电负荷可以是接成接地星形或不接地三角形的三相平衡或不平衡负荷，如图 16.2-4（a）和图 16.2-4（b）所示；也可以是单相或两相接地负荷，如图 16.2-4（c）和图 16.2-4（d）所示，图中用 x，y，z 表示 a，b，c 三相的任意一种排列，也即表明单相或两相接地负荷可以接在任意一相或两相与地之间。

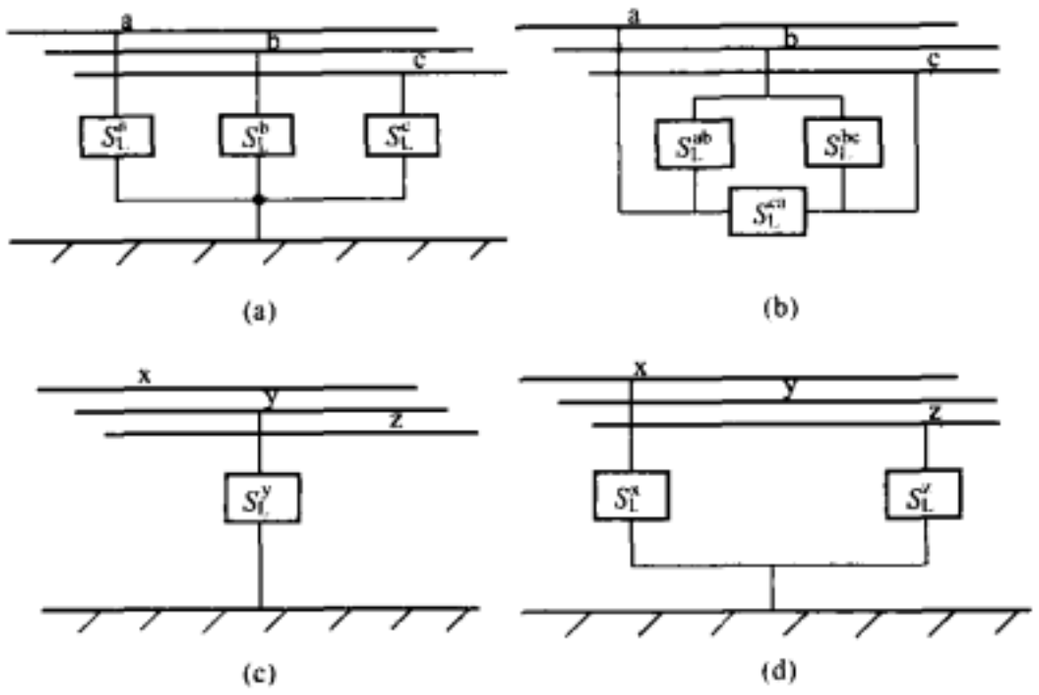


图 16.2-4 配电负荷模型

（a）接地星形负荷；（b）不接地三角形负荷；（c）单相接地负荷；（d）两相接地负荷

配电负荷可以分为恒定功率、恒定电流和恒定阻抗三种基本负荷类型。

若给定配电负荷的复功率的基量 S_{L0}

$$S_{L0}=\begin{cases}[S_{L0}^{a},S_{L0}^{b},S_{L0}^{c}]^{T}, \text{对接地星形负荷}\\ [S_{L0}^{ab} \quad S_{L0}^{bc}]^{T}, \text{对不接地三角形负荷}\end{cases} \tag{16.2-17}$$

则可以根据负荷类型，并参照负荷所在节点电压将其转换成相应的恒定模型参数：恒定功率参数 $\bar{S}_L$、恒定电流参数 $\bar{I}_L$ 或恒定导纳参数 $\bar{y}_L$。

实践中通常考虑配电系统的三相不平衡情况，由负荷节点的电压相量 $\dot{\boldsymbol{U}}$ 和负荷恒定模型参数，根据需要选择计算负荷导纳矩阵 $\bar{\boldsymbol{Y}}_L$、负荷注入电流相量 $\bar{\boldsymbol{I}}_L$ 还是负荷注入功率相量 $\bar{\boldsymbol{S}}_L$。表 16.2-3 给出了负荷的恒定模型参数的计算公式，同时列出了负荷电流注入相量 $\bar{\boldsymbol{I}}_L$ 的计算公式。

表 16.2-3 负荷的恒定模型参数和电流注入相量

联结形式	$\dot{U}$	负荷类型	恒定模型参数	$\bar{I}_L$
接地星形	$\begin{bmatrix}\dot{U}^a\\ \dot{U}^b\\ \dot{U}^c\end{bmatrix}$	恒定功率	$\bar{S}_L^a=-\bar{S}_{L0}^a$ $\bar{S}_L^b=-\bar{S}_{L0}^b$ $\bar{S}_L^c=-\bar{S}_{L0}^c$	$(\bar{\boldsymbol{S}}_L/\dot{\boldsymbol{U}})^*$
		恒定电流	$\bar{I}_L^a=-(S_{L0}^a/\dot{U}^a)^*$ $\bar{I}_L^b=-(S_{L0}^b/\dot{U}^b)^*$ $\bar{I}_L^c=-(S_{L0}^c/\dot{U}^c)^*$	$\bar{\boldsymbol{I}}_L$
		恒定阻抗	$\bar{y}_L^a=-(S_{L0}^a)^*/\lvert U^a\rvert^2$ $\bar{y}_L^b=-(S_{L0}^b)^*/\lvert U^b\rvert^2$ $\bar{y}_L^c=-(S_{L0}^c)^*/\lvert U^c\rvert^2$	$-\bar{\boldsymbol{Y}}_L\dot{\boldsymbol{U}}$，其中 $\bar{\boldsymbol{Y}}_L=\begin{bmatrix}\bar{y}_L^a & 0 & 0\\ 0 & \bar{y}_L^b & 0\\ 0 & 0 & \bar{y}_L^c\end{bmatrix}$
不接地三角形	$\begin{bmatrix}\dot{U}^{ab}\\ \dot{U}^{bc}\end{bmatrix}$	恒定功率	$\bar{S}_L^{ab}=-\bar{S}_{L0}^{ab}$ $\bar{S}_L^{bc}=-\bar{S}_{L0}^{bc}$	$\begin{bmatrix}-\dfrac{\bar{S}_L^{ca}}{\dot{U}^{ab}+\dot{U}^{bc}}-\dfrac{\bar{S}_L^{ab}}{\dot{U}^{ab}}\\ \dfrac{\bar{S}_L^{ab}}{\dot{U}^{ab}}-\dfrac{\bar{S}_L^{bc}}{\dot{U}^{bc}}\end{bmatrix}$
		恒定电流	$\bar{I}_L^{ab}=-(S_{L0}^{ab}/\dot{U}^{ab})^*$ $\bar{I}_L^{bc}=-(S_{L0}^{bc}/\dot{U}^{bc})^*$	$\begin{bmatrix}\bar{I}_L^{ca}-\bar{I}_L^{ab}\\ \bar{I}_L^{ab}-\bar{I}_L^{bc}\end{bmatrix}$
		恒定阻抗	$\bar{y}_L^{ab}=-(S_{L0}^{ab})^*/\lvert U^{ab}\rvert^2$ $\bar{y}_L^{bc}=-(S_{L0}^{bc})^*/\lvert U^{bc}\rvert^2$	$-\bar{\boldsymbol{Y}}_L\dot{\boldsymbol{U}}$，其中 $\bar{\boldsymbol{Y}}_L=\begin{bmatrix}\bar{y}_L^{ca}+\bar{y}_L^{ab} & \bar{y}_L^{ca}\\ -\bar{y}_L^{ab} & \bar{y}_L^{bc}\end{bmatrix}$

更一般地，配电负荷可以视为恒定功率、恒定电流和恒定阻抗三种基本类型的负荷的线性组合，也称之为配电负荷的 ZIP 模型，用公式表示为

$$S_L^p=S_{L0}^p(\alpha^p+\beta^pU+\gamma^pU^2) \quad (p=a,b,c) \tag{16.2-18}$$

式中：S_L^p 和 S_{L0}^p 分别表示 p 相负荷复功率及其基量；系数 α^p，β^p，γ^p 都$\geqslant$0，分别表示恒定功率、恒定电流和恒定阻抗三种基本类型在总负荷中所占的比重，且 $\alpha^p+\beta^p+\gamma^p=1$；p 表示 a、b、c 三相之一；$U$ 为负荷所在节点的电压。

根据负荷中各种基本类型所占的比重，利用表 16.2-3 完全可以计算出各种基本类型的负荷对应的恒定模型参数及负荷节点总的电流注入等。

1.3 配电系统方程

在配电系统中，通常从一个电压给定母线（变电站母线）出发，以辐射状连接起各负荷母线和中间母线。对一个 n 节点配电系统，定义一个节点三相电压相量 $\dot{\boldsymbol{U}}$ 和节点三相注入电流相量 $\dot{\boldsymbol{I}}$

$$\dot{\boldsymbol{U}}=[\dot{U}_1^a,\dot{U}_1^b,\dot{U}_1^c,\dot{U}_2^a,\dot{U}_2^b,\dot{U}_2^c,\cdots,\dot{U}_n^a,\dot{U}_n^b,\dot{U}_n^c]^T \tag{16.2-19}$$

$$\dot{\boldsymbol{I}}=[\dot{I}_1^a,\dot{I}_1^b,\dot{I}_1^c,\dot{I}_2^a,\dot{I}_2^b,\dot{I}_2^c,\cdots,\dot{I}_n^a,\dot{I}_n^b,\dot{I}_n^c]^T \tag{16.2-20}$$

式中：$\dot{U}_i^p$ 和 $\dot{I}_i^p$（i=1，2，…，n，p 取 a、b 或 c）分别为母线 i 的 p 相的电压和注入电流复数值。

在建立系统各元件适当三相模型基础上，可以形成系统三相导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}$，并按照基尔霍夫电压和电流定律联系起母线电压和电流

$$\dot{\boldsymbol{I}}=\boldsymbol{Y}\dot{\boldsymbol{U}} \tag{16.2-21}$$

式中：系统三相导纳矩阵 $\boldsymbol{Y}$ 为一个 3n×3n 复数矩阵。

2 配电网潮流计算

配电网潮流计算是配电网络分析的一项重要内容，它根据给定网络的结构及运行条件来确定整个网络的电气状态（主要是各节点电压幅值和相角、网络中功率分布及功率损耗等），是对配电系统规划设计和运行进行定量分析的重要工具。

收敛性问题在配电网潮流算法中将受到格外重视。这是由于配电支路参数 r/x 比值较大，使原来在高压输电网中行之有效的算法，如快速解耦法等，在配电网中不再有效。所

以，能否可靠收敛是评价配电网潮流算法的首要标准。其次，由于配电系统中大量不对称负荷的存在和单相、两相和三相混合供电模式的采用，使得配电网的三相电压电流不再对称，因此，对配电系统要求进行三相潮流计算。

2.1　配电网潮流算法分类概述

配电网三相潮流算法可以从不同的角度进行划分。根据对三相表达和处理方法的不同，可分为相分量法、序分量法（又称对称分量法）和二者相结合的混合法。根据采用的系统状态变量的不同，可分为节点法和支路法。

2.1.1　相分量法和序分量法

在相分量法中，系统各元件都以相参数表示，每个元件的参数为一个 3×3 子矩阵，其对角元素为各相的自阻抗或自导纳，非对角元素为各相间的互阻抗或互导纳。系统的状态变量（节点电压、注入电流或功率）均由一个三元素子相量表示，其中各元素即为各相的复量。

在序分量法中，将系统中各量分解为正、负、零序分量，各元件参数也是 3×3 子矩阵，其对角元素为各序参数，非对角元素为各序间的互阻抗或互导纳。系统的状态变量（节点电压、注入电流或功率）均由一个三元素子相量表示，其中各元素即为各序的复量。

只有当三相线路参数对称时，线路的序参数矩阵才是对角阵。而当配电系统的三相线路参数不对称和三相负荷不平衡问题比较突出时，采用序分量法将造成三相不对称等值电路序间的耦合，不但线路的序参数矩阵不是对角矩阵，而且由负荷相参量变换成的负荷序参量矩阵也将是满矩阵，使计算量增大。所以，当配电系统的三相线路参数不对称和三相负荷不平衡问题比较突出时，配电网三相潮流计算宜采用相分量法。

2.1.2　节点法和支路法

节点法以节点的电流或功率注入和节点电压作为系统的状态变量列出系统的状态方程并求解。此类方法包括网络化简法、隐式 Zbus 高斯法和牛顿类方法（传统牛顿法、传统快速解耦法、改进牛顿法、改进快速解耦法）等。

支路法以配电网的支路流（电流或功率流）作为状态量列出系统的状态方程并求解。此类方法包括前推回代类方法、回路阻抗法等。

2.2　配电网潮流的常用算法——前推回代算法

前推回代类潮流算法是求解辐射型配电网络潮流的有效方法。配电网络的显著特征是从任一给定母线到源节点具有唯一的路径，前推回代类方法正是充分利用了配电网络的这一特征，沿这些唯一的供电路径修正电压和电流（或功率流）。前推回代类方法以其简单、灵活、方便等优点，在配电网络潮流计算中获得了广泛的应用。

前推回代类方法在回代过程中，从每条分支线末端节点的电流或功率流开始，通过对电流或功率流相加得到各支路上的电流或功率流，同时可以修正（也可不修正）节点的电压；在前推过程计算中，利用已设定的源节点电压作为边界条件计算各支路电压降落和末端电压，同时可以修正（也可不修正）电流或功率流；如此不断重复前推和回代两个步骤，直到收敛。

2.3　几种特殊性质的配电网潮流算法

2.3.1　计及分布式发电的潮流算法

当在配电系统中引入分布式电源后，引起了配电线路中传输的有功和无功功率的数量和方向的改变，配电系统成为了一个多电源的系统。

传统配电网中一般仅包含两种节点类型：Vθ 节点和 PQ 节点。变电站出口母线通常视为 Vθ 节点，而其他节点包括负荷节点和中间节点都视为 PQ 节点。而随着各种分布式电源加入配电网络，系统中出现了新的节点类型，主要包括：①P 恒定，U 恒定的 PV 节点；②P 恒定，电流幅值 I 恒定的 PI 节点；③P 恒定，U 不定，Q 受 P、U 限定的 P—Q（V）节点。

在进行潮流计算时，必须针对不同的节点类型采用不同的处理方法，其本质是在潮流计算的每个迭代步上将各种类型的节点转换成为传统方法能够处理的 PQ 节点或 PV 节点。

下面介绍分布式电源的节点类型划分及在潮流计算中的节点类型转换处理方法。

（1）PV 节点：内燃机和传统燃气轮机等分布式电源一般采用同步发电机。所有同步发电机和通过电压控制逆变器接入电网的分布式电源都可以处理成 PV 节点。在迭代过程中，若经过修正后的节点无功越限，将其转换成对应的 PQ 节点。如果在后续迭代中，又出现该节点电压越界，重新将其转换成 PV 节点。

（2）PI 节点：光伏发电系统、部分风力发电机组、微型燃气轮机和燃料电池等分布式电源一般通过逆变器接入电网。在使用逆变器的情况下，分布式电源可以用输出限定的逆变器来建模。逆变器可以分为电流控制逆变器和电压控制逆变器两种。电流控制逆变器可以仿真为有功输出和注入电网电流恒定的 PI 节点。相应的无功功率可以由前次迭代得到的电压，恒定的电流幅值和有功功率计算得出。因此在进行潮流计算时，每次迭代前可以把 PI 节点的无功注入量求出，在第 $k+1$ 迭代过程中便可将 PI 节点处理成有功和无功输出分别为 P 和 Q_{k+1} 的 PQ 节点。

（3）P—Q（V）节点：作为分布式电源的小型风力发电机组有时采用异步发电机。异步发电机在输出有功功率的同时还要从系统吸收一定的无功功率，其吸收的无功功率的大小与转差率 s 和节点电压 U 的大小有密切的关系。一般需要安装并联电容器组进行就地无功功率补偿，而电容器组的输出无功也与节点电压幅值有关。因此宜采用 P—Q（V）模型来表示这类节点，这里 Q（V）的含义是表示无功受电压的限定和影响。在潮流程序中处理此类节点时，每次迭代后都会对电压进行修正，并根据修正后的电压幅值计算出异步电机吸收的无功功率和功率因数，再根据对节点功率因数的要求得出投入的并联电容器组数，最后计算出并联电容器实际补偿的无功。发电机吸收无功与补偿无功的差值为节点总的吸收无功。因此，在下一次迭代前，都可把 P—Q（V）节点转换成传统潮流算法能处理的 PQ 节点。

基于上述对各种分布式电源节点类型的转换处理，可以采用牛顿法或 Zbus 高斯法实现计及分布式电源的配电系统三相潮流计算。在完成节点类型转换后的每一个潮流迭代步，计算过程与常规算法相同，不再赘述。

2.3.2　计及不确定性的潮流算法

确定性潮流算法要求提供配电网详细和准确的信息，如各节点准确的有功和无功负荷等。传统的潮流算法多属确定性潮流算法。确定性潮流算法的缺点是抗干扰能力弱，适应性差。当系统状态或运行方式稍有改变，就必须重新进行一次潮流计算。在网络规划和网络优化分析时，若采用确定性潮流算法，则需要对每一种运行方式都分别进行一次确定性

潮流计算，对离散的情形，计算量很大却难免有漏落的现象发生，对连续变化的情形即使计算量很大也难以反映其全局属性。

不确定性潮流算法则可以表达和处理配电系统中的不确定性信息。概率潮流、模糊潮流、区间潮流等都属于不确定性潮流算法。

概率潮流算法用来处理具有“随机不确定性”的信息。由给定的节点注入功率、网络接线等数据的概率特性，经计算求得各支路功率和节点电压等数据的概率特性。由于概率统计方法的出发点是大样本，并要求对象服从某种典型概率分布，因而很难处理配电系统中节点负荷和支路流之间的非线性关系，并因概率潮流较传统潮流的数据准备和计算量大等而难以实际应用。

模糊潮流算法则用来处理那些由于认识上的局限，而内涵明确，外延不明确的“认知不确定性”信息。借助模糊数学中模糊集的概念来考虑发电和负荷的模糊性，最终得到线路潮流和节点电压的可能性分布数据。尽管配电系统作为一个复杂的大系统，具有模糊的本性，但由于在模糊处理之前人们必须假定一个特定的可能性分布，而可能性分布函数的选择往往依靠经验，如果选择不当，势必影响计算结果的科学性。

区间潮流算法则用来处理负荷和发电机的原始数据虽不能精确知道，但知道其一定包含在某给定的区间范围内的情况。如果已知各个输入变量的精确区间，则通过一次区间研究就可得到包含所有可能输出的解。区间潮流可以方便求得任意时间段上（而不仅仅是瞬间）的系统状态，因而更能全面反映系统的真实情形。另外从一次计算结果可以直接得到系统状态变量（线路潮流和节点电压等）受节点功率注入变化的影响。

3 网损计算

配电系统的电能损耗可由统计线损电量和理论线损电量来表示。统计线损电量指某配电系统电能关口表所显示的实际输入到该配电系统的电能值与该配电系统所有用户用电计量表所显示的用电量总和之差，其结果是该配电系统运行中电能实际损耗的反映。理论线损电量是指依据配电系统的电压、电流或有功、无功值按照一定的计算方法计算出的该配电系统理论上的电能损耗。理论线损计算结果有助于系统运行管理部门分析系统损耗原因，进而采取切实可行的降损措施降低系统电能损耗。

在进行理论线损计算时，首先要考虑到影响线损的各个因素。架空电力线路广泛采用裸导线，由于交流电的集肤效应造成其交流电阻要比其直流电阻大。当通过架空线路导线的电流接近或超过允许值时，必须计及交流电阻的增大因素。在其他情况下，可直接用直流电阻来进行线损计算。气温、电压变化对线损计算也存在一定的影响。负荷曲线的形状、负荷功率因数、负荷分布以及系统电压偏移值均对线损产生一定的影响。

配电系统电能损耗是指一定时段内网络各元件上的功率损耗对时间积分值的总和。因为表征用户用电特性的负荷曲线具有很大的随机性，各元件上的损耗对时间的解析函数关系很难准确表达出来，因此只能用数理统计的方法解决。有些配电系统由于表计不全，运行数据无法收集，或者网络的元件和节点数太多，运行数据和结构参数的收集整理很困难，无法采用简单的潮流法计算，必须采用在有限人力和物力投入条件下能保证结果具有一定准确程度的计算方法。根据线损的理论计算结果进行线损分析，是线损管理工作的重要内容，这种分析包括：

（1）统计分析：目的是对配电系统进行损耗构成分析，需要对配电线损分区、分站、分线或分台区（以配电变压器供电范围划分）进行分析。此外，要对配电网的空载损耗和负载损耗进行分类统计，计算空载线损率和负载线损率。

（2）指标分析：目的是比较本期与上期的电能损耗率指标和本期电能损耗率统计值与计划值之间的差异，可以从五个方面进行考虑：售电量增减及用电类别与电压构成的变化；电力系统的运行方式、潮流分布和电力网结构的变化；降损措施和工程投产的影响；新增大用户的影响；更换系统主元件的影响等。

（3）经济分析：目的是对在变电站采用集中安装的无功补偿设备和在配电线路上分散安装的无功补偿设备所取得的降损效益进行分析，对大用户考核高峰功率因数或考核高峰、低谷功率因数所取得的效益进行分析等。

在实际配电系统电能损耗理论计算中，均方根电流法是一种最基本的方法。在此基础上，根据计算条件和计算资料，可以采用平均电流法（形状系数法）、最大电流法（损失因数法）、等值电阻法等方法，对配电系统的电能损耗进行确定性的计算。

3.1 均方根电流法

假设配电系统中某元件电阻为 R，计算期 T 小时内元件电阻中的电能损失为

$$\Delta A = 3I_{jf}^2 RT \tag{16.2-22}$$

式中：I_{jf}为均方根电流。

$$I_{jf} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{24} I_t^2}{24}} \tag{16.2-23}$$

式中：I_t 为各正点时通过元件的负荷电流，（$t=1$，2，…，24）。当负荷曲线以三相有功功率、无功功率和线电压表示时，则

$$I_{jf} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{24} \frac{P_t^2 + Q_t^2}{U_t^2}}{72}} = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{24} \frac{S^2}{U_t^2}}{72}} \tag{16.2-24}$$

式中：P_t、Q_t 分别为正点时通过元件的三相有功功率、无功功率，（$t=1$，2，…，24）；U_t 为与 P_t、Q_t 同一测量端同一时间的线电压值（$t=1$，2，…，24）。

3.2 平均电流法（形状系数法）

平均电流法是通过将均方根电流用平均电流等效表达进行能耗计算的方法。因为用平均电流计算出来的电能损耗是偏小的，因此还要乘以大于 1 的修正系数。令均方根电流与平均电流之间的等效关系为 k，称之为形状系数，其关系式为

$$k = \frac{I_{jf}}{I_{pj}} \tag{16.2-25}$$

式中：I_{pj}为代表日负荷电流的平均值；I_{jf}为代表日的均方根电流。

代表日的损耗电量

$$\Delta A = 3k^2 I_{pj}^2 RT \tag{16.2-26}$$

或

$$\Delta A = k^2 \frac{A_a^2 + A_r^2}{U_{pj}^2} RT \tag{16.2-27}$$

式中：A_a、A_r分别为代表日的有功损失量和无功损失量；

U_{pj}为代表日的首端电压平均值。

3.3　最大电流法（损失因数法）

最大电流法是通过将均方根电流用最大电流等效表示进行能耗计算的方法。与平均电流法相反，用最大电流计算出的损耗是偏大的，必须乘以小于 1 的修正系数，令均方根电流的平方与最大电流的平方的比值为 F，称之为损失因数，其关系式为

$$F = \frac{I_{jf}^2}{I_{max}^2} \tag{16.2-28}$$

代表日的损耗电量

$$\Delta A = 3I_{max}^2 RFT \tag{16.2-29}$$

3.4　等值电阻法

等值电阻法是以均方根电流法为理论基础的一种简化近似计算方法，它适用于计算中压配电系统的电能损耗。

由于各段线路上的运行数据不容易采集到，因此，可以假想在一个等值的线路电阻 R_{el} 上通过线路出口的总电流（I_Σ，或总功率 P_Σ、Q_Σ）后产生的损耗，与各段不同的分段电流 I_i 通过分段电阻 R_i 产生损耗的总和相等值，即

$$\Delta P = 3\sum_{i=1}^{m} I_i^2 R_i = 3I_\Sigma^2 R_{el} \tag{16.2-30}$$

式中：R_{el}为配电线路的等值电阻，按式（16.2-31）计算

$$R_{el} = \frac{\sum_{i=1}^{m} I_i^2 R_i}{I_\Sigma^2} = \frac{\sum_{i=1}^{m} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} R_i}{\frac{P_\Sigma^2 + Q_\Sigma^2}{U^2}} \tag{16.2-31}$$

计算线路的等值电阻，必须掌握各段线路的运行资料，以便简化式（16.2-31），为此需假设：①各节点负荷与负荷节点装设的变压器额定容量成正比，即各变压器的负荷系数 k_i 相同；②各负荷点的功率因数相同；③各节点电压 U_i 相同，不考虑电压降。此时式（16.2-31）可改写为

$$R_{el} = \frac{\sum_{i=1}^{m} (P_i^2 + Q_i^2) R_i}{P_\Sigma^2 + Q_\Sigma^2} = \frac{\sum_{i=1}^{m} S_i^2 R_i}{S_\Sigma^2} = \frac{\sum_{i=1}^{m} (k_i S_{Ni})^2 R_i}{(k_\Sigma S_{N\Sigma})^2} = \frac{\sum_{i=1}^{m} S_{Ni}^2 R_i}{S_{N\Sigma}^2} \tag{16.2-32}$$

式中：S_i 为第 i 段线路上通过的视在功率；S_{Ni}为第 i 段线路的配变额定容量；S_Σ 为该条配电线路总的视在功率；$S_{N\Sigma}$为该条配电线路总配变额定容量；k_i 为各配变的负载率；k_Σ为该条配电线路总配电变压器的负载率。

求 R_{el}不必收集大量的运行资料，R_{el}只与 S_{Ni}、R_i 和线路出口的运行资料有关，而 S_{Ni}和 R_i 在技术资料档案中可查得，线路出口的运行资料可取代表日的均方根电流、平均电流或最大电流，则配电线路的电能损耗就可以按下式计算

$$\Delta A = 3I_{jf}^2 R_{el} t \tag{16.2-33}$$

若配电线路出口装有有功和无功电能表，则可取全月的有功和无功损失量换算成平均负荷计算电能损耗。

同理，根据式（16.2-31）也可求出配电变压器的等值电阻 R_{eT}，然后计算出配电变压器的铜损。

$$R_{eT} = \frac{\sum_{i=1}^{n} S_{Ni}^2 R_{Ti}}{S_{N\Sigma}^2} = \frac{\sum_{i=1}^{n} S_{Ni}^2 \frac{U_i^2 \Delta P_{ki}}{S_{Ni}^2}}{S_{N\Sigma}^2} \tag{16.2-34}$$

假设各配电变压器节点电压 U_i 相同，不考虑电压降，即 $U = U_i$，则

$$R_{eT} = \frac{U^2 \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{ki}}{S_{N\Sigma}^2} \tag{16.2-35}$$

式中：R_{eT}为公用配电变压器的等值电阻；ΔP_{ki}为第 i 台公用配电变压器的额定短路损耗；R_{Ti}为第 i 台公用配电变压器的绕组电阻；n 为该条配电线路上的配电变压器总台数。配电变压器的总损耗为

$$\Delta A = 3K^2 I_{pj}^2 R_{eT} t + \Delta P_{et0\Sigma} t \tag{16.2-36}$$

式中：$\Delta P_{et0\Sigma}$ 为该条线路公用配电变压器的铁损总和。

在上述基本简化方法的基础上，可发展出改进迭代法，这种方法的实际应用越来越广泛。此种方法根据配电网的实际情况和网络具体特点，充分利用现有的运行参数，将数据结构中的链表技术和前推回代潮流算法结合起来运用于配电系统的网损计算，提高了计算精度。

由于配电系统中存在大量的不确定性（包括随机性和模糊性）因素，因而确定性电能损耗计算方法必然存在很大的局限性。考虑到配电系统中的不确定因素，可利用模糊集合论描述不确定的数值及它们之间的关系。将此种描述方法应用于配电网电能损耗的计算中，便建立了基于模糊算法的配电网电能损耗计算方法。但模糊集合论在细致刻画问题的同时也使问题复杂化，使计算量激增。当一些原始数据虽不能精确知道，但知道其一定包含在某给定的区间范围内时，可采用区间计算技术，在传统的平均电流法基础上，建立基于区间算法的配电系统网损计算方法，在尽量简化运算的同时尽可能地反映实际系统运行状况，为线损管理工作者提供更多的信息。

4　短路故障分析

高压配电系统与输电系统一样存在多个电源点，具有网状的结构，其短路故障分析方法可参见输电系统短路电流计算。

我国中压配电系统的中性点大多不接地或经消弧线圈接地，属小电流接地系统，下面主要针对这种情况进行短路故障分析。

4.1　短路故障的类型及特点

配电系统中的短路故障可以分为单相接地短路故障、三相短路故障、两相短路故障和两相接地短路故障等几种类型，下面分别介绍其特点。

4.1.1　单相接地短路故障

当 10kV 中压配电系统发生单相接地故障时，如图 16.2-5 所示，若为金属性接地，故障相的电压为零或接近于零。非故障相的电压上升为线电压或接近于线电压；若为非金属性接地，故障相的电压大于零但小于相电压，非故障相的电压大于相电压而小于线电压。

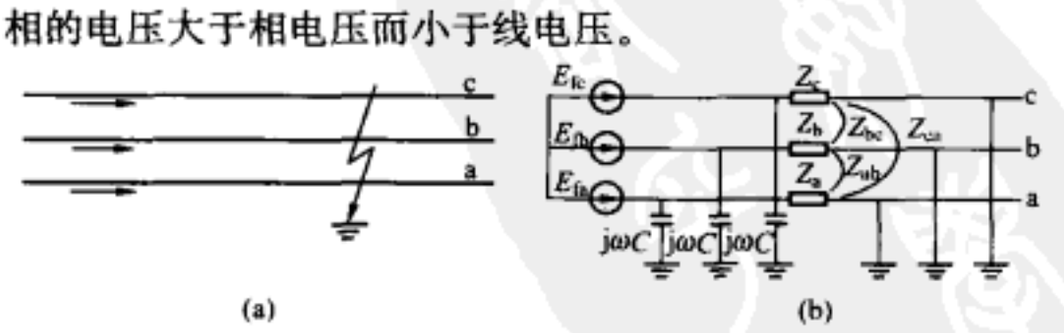


图 16.2-5　单相接地短路故障
（a）示意图；（b）等效电路图

4.1.2　三相短路故障

当 10kV 中压配电系统发生三相短路故障时，如图 16.2-6 所示，若为金属性接地，a、b、c 三相的电压为零或接近于零；若为非金属性接地，a、b、c 三相的电压大于零

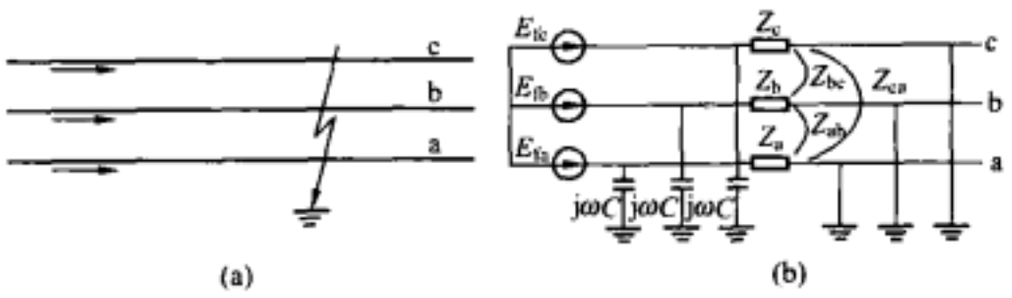


图 16.2-6 三相短路故障

(a) 示意图；(b) 等效电路图

但小于相电压。

4.1.3 两相短路故障

当 10kV 中压配电系统发生两相短路故障时，如图 16.2-7 所示，在短路处，非故障相的电流为 0；两故障相的电流大小相等方向相反；若为两相金属性短接，则两故障相的电压也相等。

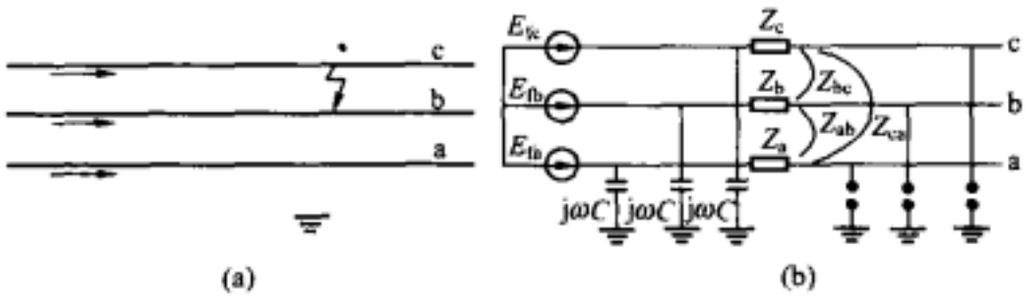


图 16.2-7 两相短路故障

(a) 示意图；(b) 等效电路图

4.1.4 两相接地短路故障

当 10kV 中压配电系统发生两相接地短路故障时，如图 16.2-8 所示，若为金属性接地，故障相的电压为零或接近于零，非故障相的电压上升，大于相电压而小于线电压；若为非金属性接地，故障相的电压大于零但小于相电压，非故障相的电压大于相电压而小于线电压。

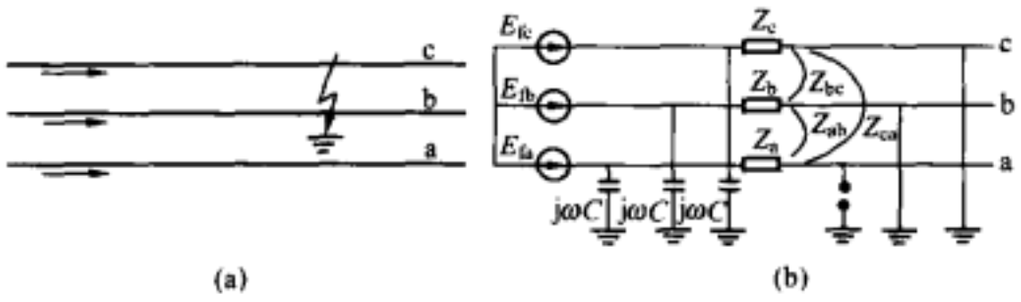


图 16.2-8 两相接地短路故障

(a) 示意图；(b) 等效电路图

4.2 短路故障分析的方法

短路故障分析方法可以分为：①等效电压源法；②叠加法；③相—零回路电流法；④暂态仿真法。这 4 种方法体现了对短路故障分析的不同精细程度和不同应用场合。

4.2.1 等效电压源法

对于工程实用简化计算，通常采用等效电压源法，即对于远端和近端短路都通过建立短路点的等效电压源来计算短路电流。

用等效电压源计算短路电流时，短路点用等效电压源 $cU_n/\sqrt{3}$（U_n 为标称电压，c 为电压系数）代替，该电压源为网络的唯一的电压源，其他电源，如同步发电机、同步电动机、异步电动机和馈电网络的电动势都视为零并用自身内阻抗代替。计算近端短路时，对于发电机及发电机—变压器组的发电机和变压器的阻抗应用修正后的值。同步电机用超瞬态阻抗，异步电动机用堵转电流算出的阻抗。在计算稳态短路电流时，才需考虑同步机同步电抗和其励磁顶值。

等效电压源 $cU_n/\sqrt{3}$ 中的电压系数 c 根据表 16.2-4 选用，计算最大值用最大电压系数（c_{max}），最小值用最小电压系数（c_{min}）。

表 16.2-4 不同电压等级下等效电压源的电压系数

标称电压 U_n	计算最大短路电流的电压系数 c_{max}	计算最小短路电流的电压系数 c_{min}
220/380V	1.00	0.95
380/660V 和 1140V	1.05	1.00
3～35kV	1.10	1.00
35～220kV	1.10	1.00

注 电压系数 c 与标称电压 U_n 的乘积应不超过设备最高电压 U_m。

4.2.2 叠加法

叠加法是运用计算机对中压配电网短路故障进行精确稳态计算的常用方法。

首先利用三相潮流计算的结果作为故障前的状态，得到短路点故障前的电压；然后把短路看作是在短路点叠加一个负的电压源，将短路故障分解为正常运行方式和具有一个电压源的故障分量；接着就可以利用潮流结果和故障边界条件计算出故障点处的故障补偿电流；最后将故障补偿电流作为注入量叠加到故障节点，经过一次回代前推过程就可以计算出各支路故障电流和各节点电压。

当仅考虑配电系统三相负荷的不平衡时，可采用对称分量法（或称序分量法）进行短路故障分析。若还考虑配电系统本身的不平衡（如线路的不对称性），则采用相分量法更为有效。因而，当配电系统的三相线路参数不对称和三相负荷不平衡问题比较突出时，配电网短路故障分析宜采用相分量法。

4.2.3 相—零回路电流法

相—零回路电流法适用于 1kV 以下的低压配电网络单相短路电流计算。对 400V 低压配电系统，其短路电流的计算公式为

$$I_d = \frac{400}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{\sum_i z_i} \tag{16.2-37}$$

式中：$\sum_i z_i$ 为短路回路的总阻抗，是相—零回路中变压器阻抗、母线阻抗、组合电器（指隔离开关、空气开关及电流互感器等）阻抗及线路阻抗的总和，各元件的阻抗数值可具体根据其相应的元件型号计算得到。根据短路点的不同，总阻抗的数值也不同。

4.2.4 暂态仿真法

暂态仿真法是将配电网络和元件用微分方程描述，分析短路故障后的电磁暂态过程的故障分析方法，可获得短路故障后电压和电流的瞬变曲线，计算复杂，主要用于分析和计算故障后可能出现的暂态过电压和过电流，以便对电力设备进行合理设计；以及用于研究新型快速继电保护装置的动作原理、故障点探测原理等。

4.3 小电流接地故障分析

小电流接地故障是指非有效接地系统的单相接地故障。其故障电流主要由电网分布电容引起，以架空线为主的配电系统中电容电流一般为数安到数十安；在以电缆线路为主的系统中电容电流可达到数十到数百安。

4.3.1 稳态分析

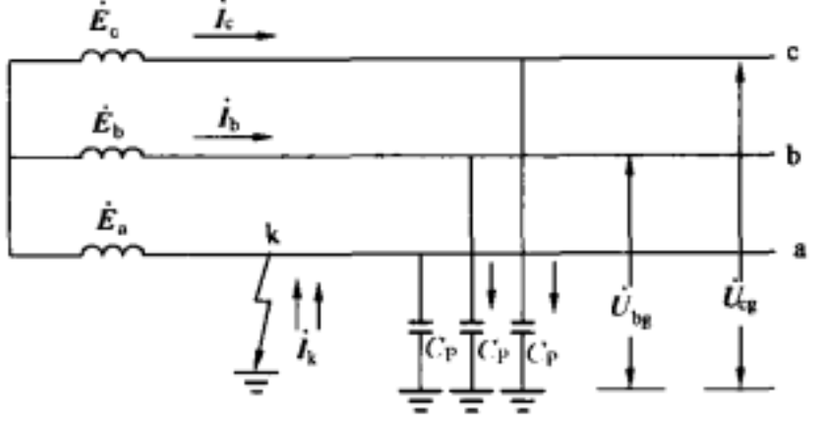
4.3.1.1 中性点不接地系统

图 16.2-9（a）所示简单配电系统，C_p 为各相对地分布电容。正常运行时，三相电压对称，对地电容电流之和等于

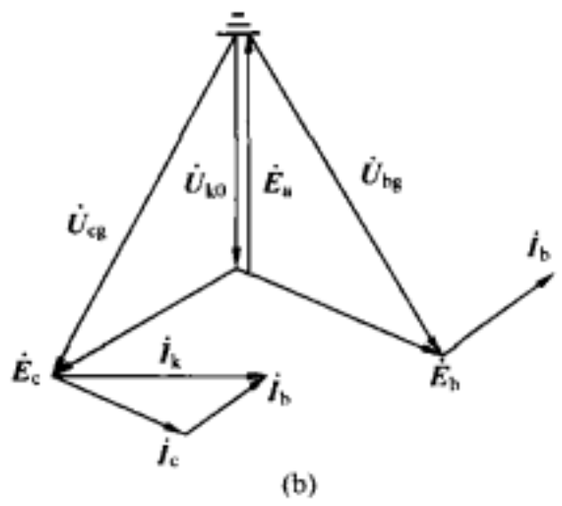
零。在接地（以 a 相为例）故障后，故障相电压 $\dot{U}_{ag}$ 为零，对地电容被短接，两个非故障相电压 $\dot{U}_{bg}$ 和 $\dot{U}_{cg}$ 变为线电压、幅值升高$\sqrt{3}$倍，零序电压 $\dot{U}_{k0}$ 为

$$\dot{U}_{k0} = \frac{1}{3}(\dot{U}_{ag} + \dot{U}_{bg} + \dot{U}_{cg}) = -\dot{E}_a \quad (16.2\text{-}38)$$

故障点电流 $\dot{I}_k$ 是非故障相对地电容电流 $\dot{I}_c$ 和 $\dot{I}_b$ 之和，数值上等于正常运行时三相对地电容电流的算术和。各电压电流的相量关系如图 16.2-9（b）所示。



(a)



(b)

图 16.2-9　简单中性点不接地系统

（a）网络接线；（b）a 相接地电压、电流相量图

在母线处，非故障线路零序电流为线路本身对地电容电流，方向由母线流向线路；故障线路零序电流等于所有非故障元件（不包括故障线路本身）对地电容电流之和，幅值大于各非故障线路，方向由线路流向母线与非故障线路相反。可利用零序电流幅值和相位关系判别故障线路。

4.3.1.2　谐振接地系统

故障后三相电压和零序电压的变化可认为与不接地系统中相同。故障点增加消弧线圈产生的感性电流，其与系统电容电流相位相反，故障点电流幅值减少。

在母线处，非故障线路零序电流与不接地系统中相同；当采用过补偿或完全补偿方式时，故障线路零序电流方向由母线流向线路（和非故障线路一致），电流幅值较中性点不接地情况大为减少，甚至小于非故障线路的零序电流。所以，利用稳态零序电流的大小和方向都无法判别故障线路。

4.3.2　暂态分析

要严格地计算出小电流接地故障暂态信号的变化过程比较复杂，可使用简化的等效电路进行分析，能较好地把握暂态信号基本特征。对故障暂态过程分析计算的传统方法主要是时域法，具体分为两种方法。

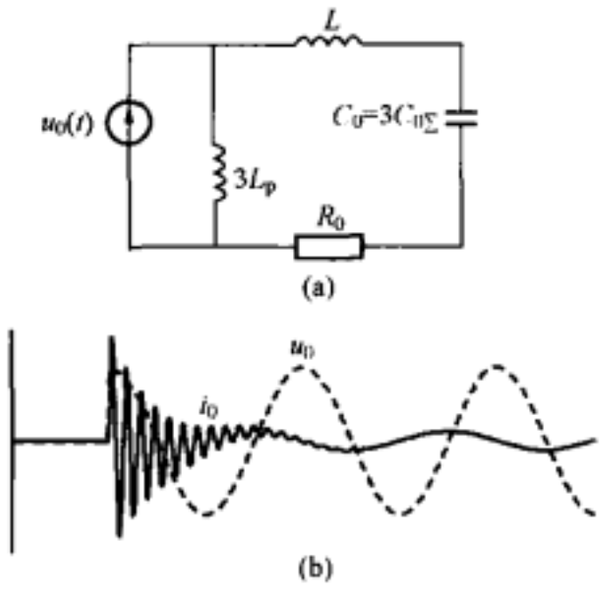
4.3.2.1　基于线路电容充放电的分析方法

中性点不接地系统中。将暂态电流分解为两部分：故障相电压突然下降引起的线路分布电容放电电流，和健全相电压突然升高引起的线路分布电容充电电流。其中，放电电流直接通过线路流入接地点，振荡频率较高（一般在数千赫兹）、衰减较快；而充电电流须流经电源（变压器），回路电感增加，振荡频率较低（一般为数百赫兹）、衰减较慢。充电电流占整个暂态电流主要成分。

消弧线圈接地系统中。在不接地系统的线路分布电容充放电暂态电流基础上，增加了消弧线圈产生的暂态电流。由于暂态电感电流的最大值出现在接地故障发生在相电压经过零值瞬间，当故障发生在相电压接近于最大值时暂态电感电流约等于零。因此在同一电网中，无论谐振接地方式还是不接地方式，在相电压接近于最大值时发生故障，其过渡过程是近似相同的。当故障点过渡电阻 R_f 很小时，暂态电感电流为按指数衰减的直流分量；当 R_f 较大时为按指数衰减的频率接近工频的振荡过程。此特性与暂态电容电流恰恰相反。

4.3.2.2　基于故障网络简化模型的计算方法

将整个故障网络等效为图 16.2-10（a）所示电路。其中，C_0 是电网零序对地总电容，L 是考虑电源变压器与线路电感后的总等效电感，R_0 是包括接地点电阻在内的零序回路等效电阻。由于消弧线圈电感 L_p 远大于电感 L，在计算暂态电流时可以忽略其影响。



(a)　　(b)

图 16.2-10　单相接地故障分析暂态过程的简化等效网络及暂态零序电压电流

（a）故障简化等效网络；（b）暂态零序电压电流波形示意图

故障发生在电压峰值时刻时，暂态零序电流可表示为

$$i_0(t) = U_m\omega_0 C_0\left(\frac{\omega_d}{\omega_0}e^{-\delta t}\sin\sqrt{\omega_d^2-\delta^2}\,t - \sin\omega_0 t\right) \quad (16.2\text{-}39)$$

式中：ω_0 为工频频率；U_m 为相电压峰值；$\delta = \dfrac{R_0}{2L}$ 为自由分量的衰减系数；$\omega_d = \dfrac{1}{\sqrt{LC_0}}$ 为回路的共振频率。据此画出暂态零序电压电流如图 16.2-10（b）所示。暂态电流的最大值与未经补偿稳态电流之比，近似等于共振频率与工频频率之比，它可能较稳态值大几倍到十几倍。

在相电压过零时发生接地故障，其暂态零序电流的峰值接近于未经补偿的工频零序电流。

5　网络重构

配电系统中普遍存在联络开关和分段开关两类开关。联络开关是在两个变电站、两条主馈线或者环路型分支线之间起联络作用的开关，通常是断开的；分段开关则是把一条长线路分成多个线路段的开关，通常是闭合的。

配电网络重构，又称为配电网络再组合，是配电网络分析与优化的一个有效手段，它通过切换联络开关和分段开关的开/合状态来改变网络拓扑结构，获得运行效益优化，并满足各种运行约束和安全约束的运行方式。配电网络重构既可作为网络规划的工具，又是实时优化调度的重要措施。

5.1 目标函数

配电网络重构的优化目标可以是最小化系统有功功率损耗、最小化系统能量损耗、平衡系统负荷、提高系统可靠性、提高系统电压的稳定性等中的一个或多个目标的组合，主要有以下几种形式。

5.1.1 最小化系统有功功率损耗

$$\min \sum_{k=1}^{n_1} r_k \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_k^2} \tag{16.2-40}$$

式中：n_1 为系统的总支路数；r_k，P_k，Q_k，U_k 分别为第 k 条支路的电阻、有功功率、无功功率和电压。

考虑到配电系统各节点的负荷时刻是在变化的，最小化有功功率损耗的实用方案是选择给定时间段内某一时刻的负荷状态（通常为峰值负荷状态）作为系统的代表状态，然后就这一代表状态下有功功率损耗的最小化提出最优的开关操作方案，完成网络重构。

5.1.2 最小化系统能量损耗

在负荷不断变化的情况下求解一段时间内的重构方案，从而实现给定时间段（一日、一周或一季度）上的系统能量损耗最小化，这种类型的重构常被称为时变重构（也称动态重构）。一般为简化起见，采用阶梯形曲线来近似代替配电系统的实际的连续的负荷曲线，这一重构目标是从节省能源的角度考虑的，保证了在某给定时间段上的系统能量损耗最小。

若以一日的各小时段作为基本的分析单位，则考虑了开关操作费用的能量损耗最小化目标为

$$\min\left[\sum_{i=1}^{24} \lambda_{ei} P_{loosi} + \sum_{k=1}^{N_s} C_k(n_k)\right] \tag{16.2-41}$$

式中：$P_{loosi} = \sum_{j=1}^{b_1} r_j (P_j^2 + Q_j^2)/U_j^2$ 为第 i 时段的系统功率损耗，$i=1, 2, \cdots, 24$；b_1 为支路数；λ_{ei} 为第 i 时段上单位能量损耗的费用系数；$C_k(n_k)$ 为第 k 个开关一日的投切费用，是以第 k 个开关在一日内的由开到闭或由闭到开的状态改变的次数 n_k 为变量的函数；N_s 为在所考虑的时间段上有状态改变的开关（包括联络开关和分段开关）的个数。

5.1.3 实现配电系统的负荷平衡

$$\min \| c_b \| \tag{16.2-42}$$

式中：$\| \cdot \|$ 为范数；$c_b = [c_1 \quad c_2 \quad \cdots \quad c_{b1}]^T$；$c_i$ 为支路 i 的负荷平衡指标，$i=1, 2, \cdots, b_1$；而 c_i 定义为该支路送端的复功率的幅值与支路最大传输容量的比值的平方，即

$$c_i = \frac{S_i^2}{(S_i^{max})^2} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{(S_i^{max})^2} \tag{16.2-43}$$

式中：S_i 为支路 i 送端的复功率的幅值；S_i^{max} 为支路 i 的最大传输容量。

（1）若取 1-范数，则式（16.2-47）负荷平衡的目标变为

$$\min \quad \max\left[\frac{S_i^2}{(S_i^{max})^2}, i = 1, \cdots, b_1\right] \tag{16.2-44}$$

（2）若取 2-范数，则式（16.2-47）负荷平衡的目标变为

$$\min \quad \sum_{i=1}^{b_1} \frac{S_i^2}{(S_i^{max})^2} \tag{16.2-45}$$

配电系统的负荷不平衡会带来很大的危害，如增加系统的能量损耗，影响系统的电能质量和增加系统过负荷的危险等。通过配电网络重构可以实现馈线间的负荷转移和某一馈线的相间负荷交换，从而减轻馈线过载，使网络负荷平衡。

5.1.4 提高配电系统的可靠性

$$\min \| \alpha_{rel} \| \tag{16.2-46}$$

式中：$\| \cdot \|$ 为范数；$\alpha_{rel} = [\alpha_1 \quad \alpha_2 \quad \alpha_3 \quad \cdots]^T$，$\alpha_i (i = 1, 2, \cdots)$ 为配电系统的可靠性评价指标，包括系统平均停电次数 SAIFI、系统平均停电时间 SAIDI 等。

该目标的实现可减少停电次数和停电时间，提高对用户的服务质量，而且可靠性提高的同时往往伴随着网损的降低和负荷的平衡。

5.1.5 多个目标的组合

配电网络重构可视为多目标优化问题，即将最小化系统有功功率损耗、最小化系统能量损耗、平衡系统负荷、提高系统可靠性、提高系统电压的稳定性等其中的两个或两个以上的目标组合作为网络重构的目标。也有的只选定其中的一个目标，而将其他目标转化为优化时要求满足的约束条件。

例如，若把网损最小和负荷平衡作为组合目标，则化为多目标优化问题

$$\begin{cases} \min \sum_{i=1}^{b_1} r_i \dfrac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} \\ \min \quad \max\left[\dfrac{S_i^2}{(S_i^{max})^2}, i = 1, \cdots, b_1\right] \end{cases} \tag{16.2-47}$$

5.2 约束条件

配电系统网络重构时要求满足下列约束条件：

（1）网络拓扑约束

$$g_k \in G \tag{16.2-48}$$

式中：g_k 为重构后网络结构；G 为所有可行的辐射型网络结构的集合。

（2）负荷约束

$$S_{k-1} = S_k + S_{1k} \tag{16.2-49}$$

式中：S_{k-1}，S_k 分别为母线 $k-1$ 和 k 的注入复功率；S_{1k} 为母线 k 的复功率负荷。

（3）运行约束，包括母线电压约束和支路电流约束

$$\begin{cases} U_k^{min} \leqslant U_k \leqslant U_k^{max} \\ I_k \leqslant I_k^{max} \end{cases} \tag{16.2-50}$$

式中：U_k^{min}，U_k^{max} 分别为母线 k 的电压幅值 U_k 的下限和上限值；I_k^{max} 为支路 k 的电流 I_k 的容许上限值。

5.3 重构方法

为了保护整定和故障定位的方便，配电系统要求采用辐射型网络结构运行。因而每一个可行的网络结构实际上都是一棵支撑树。如何从一棵支撑树开始，寻找到满足等式和不等式约束条件的最小费用树，是网络重构问题的图论描述。配电网络重构是混合整数非线性规划问题，也是 NP 难类组合优化问题，穷举由于面临组合爆炸问题而不可行。

目前，配电网络重构的方法主要可以分为启发式方法、传统解析类优化方法、随机化优化方法、智能化方法以及其他独立的或综合的方法等。

5.3.1 启发式方法

由于网络重构问题的非线性和复杂性，很难找到一个严密而可行的理论作为优化的依据。为此，通常采用启发式规则来有效分配负荷，如：①将负荷从打开开关的低压侧（即从变电站开始的电压降最大的一侧）馈线向高压侧馈线转移；②只有在打开开关的两侧存在较大的电压降才认为有降损的可能。

最常见的启发式方法有支路交换法和最优流模式法。支路交换法是在初始辐射型网络上，通过闭合一个开关形成环，然后在环上打开一个开关形成新的辐射型网络，如此不断寻找更优的辐射型网络。最优流模式法则是先假定闭合所有支路开关，形成多孔环网，然后通过计算最优流，逐步断开潮流最小的弧，最后形成完全开环的辐射型网络。

启发式方法的优点是计算速度快；不足之处是打开开关的启发式规则来自经验，缺乏理论依据，一般仅能获得局部最优解。

5.3.2　传统解析类优化方法

这类方法首先为重构问题建立数学模型，例如：线性规划模型、非线性规划模型、整数规划模型、混合整数规划模型以及网络流（或运输）模型等。然后，用经典的数学优化技术对这些模型进行求解，例如采用单纯形法、动态规划法、分支定界法、网络流规划法以及 Benders 分解法等。这类方法的特点是试图用解析的方法得到一个全局最优解。虽然这类方法从数学的角度看具有更严格的最优性，但是除基于线性规划模型的算法外，这些数学优化方法都受到计算复杂性问题的困扰，即面临“维数灾”。为了降低计算复杂性，许多方法对问题进行了简化，或将离散变量连续化，使得解的最优性大打折扣。线性规划模型对于重构问题来说是极端简化的数学模型，虽然它可以用单纯形法等多项式算法有效求解，然而解的最优性已很难保证。

使用传统优化方法解决重构问题，要么是因为模型不够精确，要么是因为求解过程中采用了一些近似和简化的措施，致使一般情况下不仅得不到全局最优解，而且计算量很大，所以这类方法一般难以满足实际的要求。

5.3.3　随机化和智能化方法

该类方法主要包括人工神经网络、模拟退火、遗传算法、专家系统、蚁群优化、禁忌方法等。这些方法在解决配电网络重构这类大规模、多目标、非线性、混合整型的组合优化问题时，具有其他类方法无法比拟的优越性。尽管目前智能化方法还存在一定的缺点与不足，但其研究与应用正处于活跃的发展阶段，具有巨大的潜力。

总之，配电网络重构这类难题应该通过全面地设计全局搜索策略和局部寻优策略，同时综合使用多种方法和技术，尤其是智能优化、随机优化等技术加以解决。

第 3 章 配电系统负荷分布预测

1 负荷预测基本内容

配电系统电力负荷预测是配电系统规划的基础性工作，其精度的高低直接影响着电网规划质量的优劣。这一工作不仅依赖于电力系统本身发展相关的数据和信息，许多其他因素也会对预测结果产生影响。而某一因素对负荷未来变化的影响，一般又很难用一个准确的关系式表示，不同因素的影响常常彼此关联，这使得负荷预测问题十分复杂，需要占有大量反应客观规律性的科学数据，采用适应发展规律的科学方法，选用符合实际的科学参数，在现状负荷水平的基础上加以预测。预测工作应在经常调查分析的基础上，收集规划区建设和各行各业发展的信息，充分研究规划区的用电量和负荷的历史数据，采用多种模型对系统负荷发展趋势进行测算。与配电系统规划直接相关的负荷预测可分为规划区负荷总量预测、负荷分类或分行业预测、负荷空间分布预测（又称小区负荷预测或负荷分布预测）。

规划区负荷总量预测（简称总量预测）是将整个规划地区的电量或负荷功率（简称负荷）作为预测对象，这里的负荷是指系统的最大负荷，它的结果决定了未来配电系统的供电容量。负荷总量预测结果是未来配电系统发展规模的重要决策依据，对控制未来系统中的配电变电站总容量以及配电线路容量等具有指导意义。同时，它也是负荷空间分布预测结果的宏观控制依据，规划区内各小区负荷预测结果之和（计及各小区负荷间同时率后）原则上应等于规划区的总负荷。虽然，直接影响配电系统规划结果的是规划区负荷总量预测结果，但考虑到电量的原始数据积累一般更为全面，规划区总电量的预测也常常是总量预测的内容之一。电量与负荷的关系可用式（16.3-1）描述

$$L = \frac{A}{T_{\max}} \tag{16.3-1}$$

式中：$T_{\max}$表示系统最大负荷利用小时数；A 表示总电量；L 表示总负荷。

从式（16.3-1）可以看出，已知规划区的总电量，可以获得规划区的总负荷，反之亦然。基于这一关系，若电量和负荷的预测原始数据都已知，则可以分别对电量和负荷进行预测，最后用式（16.3-1）对二者的预测结果进行效核。关于最大负荷利用小时数，需要在对规划区配电系统负荷特性的调查分析基础上确定。

分类或分行业负荷预测（简称分类负荷预测）是指将特性相似的负荷加以归类后的负荷预测。在实际配电系统中，不同用户的用电负荷特征存在着差别，这种差别既体现在日负荷曲线、年负荷曲线上，又体现在负荷未来的增长模式上。在负荷预测过程中，由于数据量大、用户特征过于繁杂，不可能对每个用户的负荷特性逐个加以分析，而笼统地将所有用户按照统一的模式进行预测又将带来难以接受的误差。为此，可以将用电特点相同或相近的用户归并成类，并近似认为每类用户具有相同的负荷特性（如：典型日负荷曲线，年最大负荷利用小时数、负荷年增长率等），据此对同类负荷作统一的分析和处理。这样有助于在简化预测过程的基础上保证结果的合理性。影响负荷分类的因素有很多。为了与规划区的用地规划方案相协调，分类时应参考规划部门对用地的分类，做到：①每一类规划用地都能在负荷分类中找到定义；②每种负荷类型都能在规划用地图上找到对应的负荷小区。此外，对于分类电量和分类负荷，二者也存在式（16.3-1）所示的关系，因此可以像总电量和总负荷一样进行预测结果的相互校核。

负荷分布预测是对规划区域内负荷需求的地理位置和数值大小的一种精细化预测，它能够提供规划区内未来负荷的空间分布信息。只有确定了配电网供电区域内未来负荷的空间分布，才能对变电站的位置和容量、主干线的型号和路径、开关设备装设地点以及它们的投入时间等决策变量进行规划。因此，负荷分布预测的准确性直接决定了配电系统规划方案的未来实际适应性。负荷分布预测是一项规模大、不确定因素多且涉及领域广的系统工程。这项工作所要处理的数据量以及相应的计算量都非常大，只有借助于计算机和专门的负荷分布预测软件才能保证其准确性和时效性。同时，预测工作又具有很强的认知性质，应该充分利用预测人员的工作经验。这就要求预测软件既采用先进的数学模型，又尽可能多地为专家干预创造条件。

总量负荷预测结果、分类负荷预测结果以及负荷分布预测结果间存在如下的关系，可用于结果间的相互校核。

（1）分类电量预测结果之和原则上应等于总电量预测结果。

（2）分类负荷预测结果之和（考虑各类负荷间的同时率后）原则上应等于总负荷预测结果。

（3）同类负荷小区的电量预测结果之和原则上应等于该类电量预测结果。

（4）同类负荷小区的负荷预测结果之和（考虑各小区间负荷同时率后）原则上应等于该类负荷预测结果。

在上述关系中，由于不同预测所依据的原始数据不同，所采用的方法不同，严格意义上的相等是不可能的，只能做到“原则上相等”。即使这种“原则上相等”往往也需要负荷预测者依据经验对结果加以干预才能实现。无论上述哪一种预测，合理预测结果的获得不仅依赖于科学的理论、可靠的资料、先进的手段，同时也还依赖于预测人员以往的预测经验、逻辑推理的能力、综合分析与判断的技巧等，这对预测人员提出了很高的要求。为得到合理、可信的预测结果，在实际预测过程中注意下面几点是十分重要的：

（1）基础资料的可靠性：大量可信资料的掌握是负荷预测的基础，在不同渠道所取得的数据互相矛盾时，要进行合理的取舍，通过对一些不良数据进行辨识，实现去伪存真。

（2）统计分析的全面性：对于大量的原始资料，需要进行客观而全面的统计分析，从客观情况出发，反复研究和分析负荷历史发展的内在规律性，为预测工作打好基础。

（3）预测方法的多样性：由于负荷预测是在一定的假设条件下进行的，其中包含了许多不确定因素，采用单一的方法进行预测，很难取得令人满意的结果。需要选用多种预测方法，在各种不同的假设条件下进行预测，多种方法的预测

结果互相比较，再结合本地区的具体情况和特点，得出最终的预测结果。

（4）预测手段的先进性：预测手段的先进性包含两层意思，一是预测工具的先进性。由于数据量很大，可采用计算机进行各种统计分析及预测工作，使得预测人员可以从繁杂的大量计算工作中解脱出来。二是预测理论的先进性，需要不断发展和应用新的预测理论与方法，借鉴其他领域预测工作中的成功经验，使电力系统负荷预测达到一个较高的水平。

2　分类及总量负荷预测

原则上讲，分类负荷预测和总量预测从方法上没有本质的区别，二者只是所依据的原始数据不同。同时，二者预测结果间的相互校核可以大大增加最终预测结果的合理性。图 16.3-1 给出了分类电量、分类负荷、总电量、总负荷预测结果间的关联关系，按照不同路径获得的预测结果一般是不一样的，这就需要预测者不断的分析和调整，以便最终获得相对合理的结果。

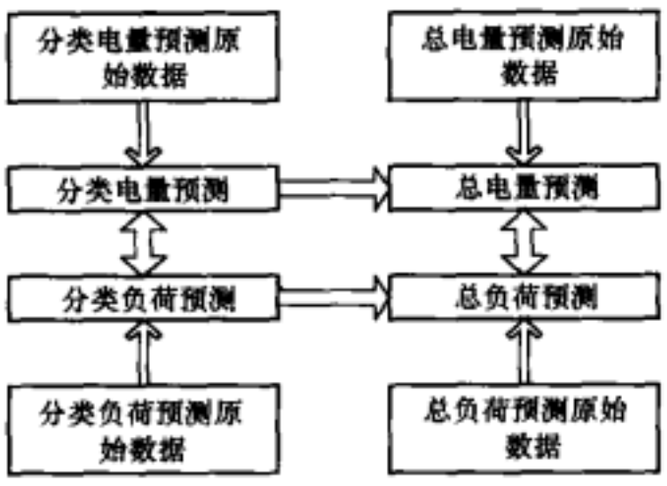


图 16.3-1　不同预测项间的关联关系

用于分类电量、分类负荷、总电量、总负荷预测的方法很多，其中也包括在其他行业经常用到的一些预测方法。最典型的预测方法是时间序列预测方法。

在时间序列预测方法中，利用已知的历史数据拟合一条曲线，使得这条曲线能反应电量或负荷本身的增长趋势。然后，按照这个增长趋势曲线，对于要求的未来某预测年份，从曲线上估计出那时的预测值。在已知历史数据的基础上，只有在恰当的曲线匹配基础上，通过参数拟合，才能得到合理的预测结果。常用的一些曲线形式如表 16.3-1 所示。在曲线拟合过程中，需要决定某些系数和指数，最常用的拟合方法是最小二乘法，即让估计值与实际值之间偏差的平方和最小。其中由于修正指数曲线、S 曲线可以考虑到未来电量或负荷饱和值的影响而具有特别的重要性；二次曲线由于可以采用指数平滑法，对时间序列数据的重要性加以人为的调整，增加了预测的灵活性；三次曲线也得到了广泛的应用。

表 16.3-1　　典型的趋势预测曲线

曲线名称	数学描述
二次曲线	$y=a+bx+cx^2$
三次曲线	$y=a+bx+cx^2+ex^3$
指数曲线	$y=ab^x$
S 型曲线	$y=\frac{1}{c+ae^{-x}}$

3　负荷分布的空间和时间特征

负荷的时间性：是指负荷随时间变化的发展规律，这里的负荷可以指小区负荷，也可以指一个预测区域的总负荷。这种规律性是否存在直接影响负荷预测结果的准确性。而负荷发展的时间性与很多因素有关，其中包含预测区域的大小。同时，这种规律性与负荷的性质也直接相关。

负荷的空间性：是指未来负荷发展的位置性，也就是说在哪一个具体的位置或小区，负荷的大小如何。由于预测结果的位置相关性，使得预测结果不是简单取决于负荷发展的本身特征，还与规划区域的土地利用性质密切相关，一个小区的土地利用性质的调整，会直接引起预测结果的不同。配电系统的负荷增长主要来自两个方面：①电力用户数的增加；②每个用户平均负荷的增长。

电力用户数的增加往往表现在新用户迁移进原先负荷水平较低或负荷空白地区。这些迁移用户也许原先位于同一规划区内的其他区域，也可能属于规划区外的用户。前者在导致一个区域负荷增长的同时，也会导致另一个区域负荷的减少；后者则直接导致相应区域及整个规划区负荷水平的提高。

用户平均用电负荷的增加与用户数量的增加是同时发生的，但在机制上是相互独立的。用户平均负荷的增加在空间上的分布并不均匀。一般来说，新开发或重建地区用户平均负荷增长往往较快，而那些负荷水平较高的地区用户平均负荷增长的趋势比较迟缓。

一个区域的负荷增长模式与区域的面积大小关系很大。在区域面积较大时，区内的用户个数及负荷类型较多，由于不同用户、不同类型负荷的用电量增长存在着时间上的差异，相互叠加使得区域负荷能够保持连续增长。另一方面，区域面积较大，内部负荷空白地区可能较多，建设发展空间和余地较大，其负荷持续增长的时间段一般也较长。此外，由于较大区域的负荷总体基数较大，其年增长率可能会低一些，增长更可能呈现一个比较平缓的趋势。这些因素使得较大区域的负荷增长特征在开始相当长的时间段内很可能如图 16.3-2（a）所示。当然，这种负荷增长不可能如该图那样长期发展下去，也许经过几十年时间后，最终的增长模式曲线将如图 16.3-2（b）所示。反之，若区域面积很小，区域内包含的负荷数少，当用户没有迁入之前相应的区域负荷很低，而当大量用户迁入后，区域内用户迅速饱和，负荷的发展可能在若干年内就达到图 16.3-2（b）所示的饱和水平。

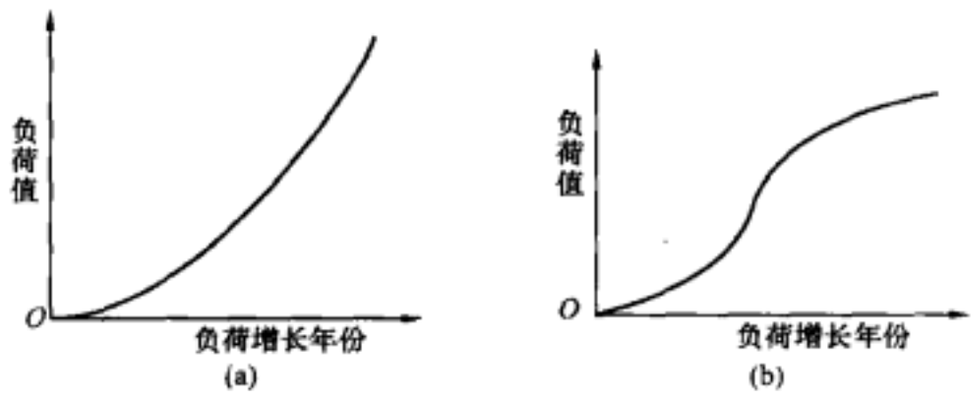


图 16.3-2　两种典型的负荷增长特性

（a）负荷处于快速增长期；（b）负荷增长处于饱和期

另一方面，一个区域的负荷增长模式，与观测的时间也密切相关。只要观测时间足够长，一个固定区域内的负荷总要达到饱和值。考虑到负荷增长特性与区域面积的关系，可以得出这样一个定性的结论：一个小区在较短时间内的负荷增长曲线形状和一个大的区域在较长时间内的负荷曲线增长形状具有一

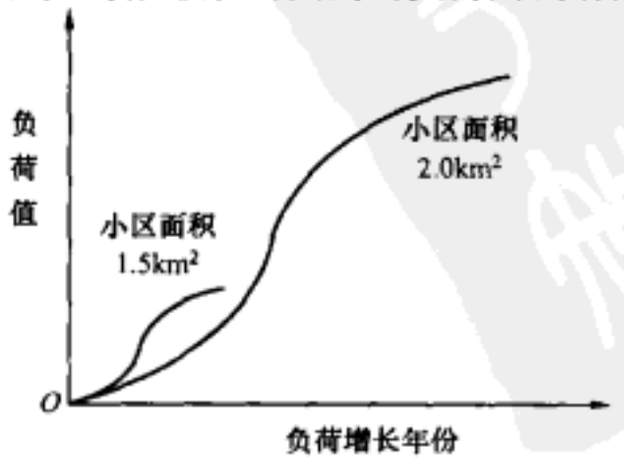


图 16.3-3　负荷增长特性的时间性与空间性

定的相似性。小负荷的这种特性如图 16.3-3 所示。

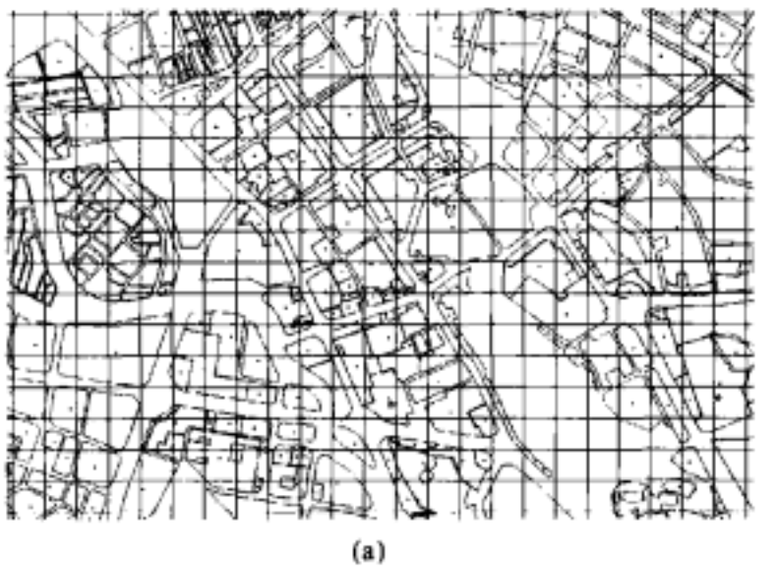
4 负荷小区的划分

负荷分布预测工作要求将规划区按照一定的方式进行小区划分，以便将负荷分布的预测问题转化为各个小区负荷的预测问题。换句话说，一个规划区域内负荷增长的空间分布特征（又称地理位置信息）都是通过将预测区划分为许多小区的方式来表达的。一般来说，规划地区小区划分越细，小区面积越小，负荷的空间分辨率越高，在此基础上所完成的配电网规划工作也就可以更为细致。但划分过细会造成一些小区不能包含完整的电力用户，其历史数据的搜集难度相应增加，数据的准确性和规律性相应降低，从而导致预测计算的误差增大。而小区面积较大时，预测结果的空间分辨率虽然较低，会影响配网规划的细致度；但因小区包含的电力用户较完整，容易获得负荷及相关量的历史数据，小区负荷的变化受随机因素的影响较少，易于从中获得小区负荷的变化规律，降低预测计算误差。典型的满足配电系统规划要求的负荷小区划分方法主要有两种，它们各有其优缺点：

（1）按规则网格状的划分，如图 16.3-4（a）所示。小区面积相等，小区之间负荷密度的比例关系同负荷的比例关系相同，这样可将小区负荷密度的预测和小区负荷的预测统一起来，给预测工作带来方便。缺点是这样划分后得到的小区没有什么物理意义，一个小区可能包含多个用户，一个用户又可能被分在多个小区中，从而打乱了用户历史数据的完整性，相应的负荷分布预测方法要求数据量大、模型复杂。

（2）按城市规划部门确定的功能小区划分，如图 16.3-4（b）所示。这样得到的小区一般具有单一的负荷类型；小区历史数据完整，相对容易获得。在利用这种划分方法进行小区划分时，必须有用地规划部门提供的用地功能规划结果，而且这种规划越详细越具体越好。在此基础上的负荷预测方法可以很容易考虑规划区内各小区的用地性质，易于构建预测模型，预测结果的物理特征也比较明显。

在实际负荷分布预测过程中，有时可以采用多层分区方法对规划区域进行分区，对于每一层分区分别采用合适的模型和方法进行预测，这样可以更加充分地利用各种与负荷增长相关的原始资料信息，同时可以对不同层次的负荷预测结果进行综合校核，实现小区负荷的综合预测与调整，有助于提高最终负荷分布预测结果的合理性。一般可以按照下述层次进行分层分区。



(a)



(b)

图 16.3-4 负荷小区划分方法

（a）规则网格状划分；（b）按功能小区划分

（1）大区层：大区是为了供电公司管理和数据收集统计的方便而设置，一般按其供电分公司的供电范围或者城市行政区来划分。例如某城市有河流由北向南流过市区，将城市分为东城与西城两个行政区，其供电分别由东城与西城两个供电分公司负责。这两个分公司一直独立地积累各自供电区内的电量和负荷数据，并定期进行总量预测。在这种情况下，可将该市分为东西两个大区。大区划分应结合本地区的实际，基于大区层数据可以完成大区的负荷预测。

（2）中区与小区层：中区层一般由城市用地规划中的用地功能块构成，一个功能块中通常包括一种主要的用地类型及其与之配套的其他几种用地类型。有时，也按照规划区的主要道路划分。在中区层中的一个中区常常包含多个用户，这些用户的用地性质可能相同也可能不同。中区的边缘常常是中压配电系统的主要馈线走径，中区负荷预测结果有时可以直接用于配电系统网架结构的规划。在一个中区内可沿街道进一步将其细分为多个负荷类型单一的小区。

以某规划区作为案例来说明，其某个局部的中区划分情况如图 16.3-5 所示。图中，C16、C18、C19 等分别是不同的中区。在一个中区内可沿街道进一步将其细分为多个负荷类型单一的小区。中区 C18 内的小区划分如图 16.3-6 所示。

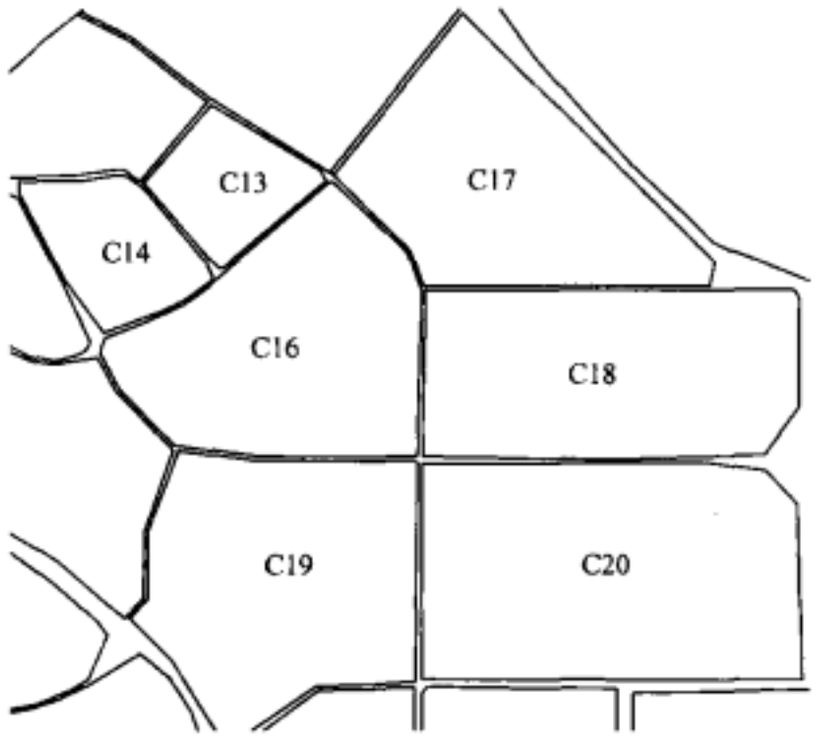


图 16.3-5 中区划分示意

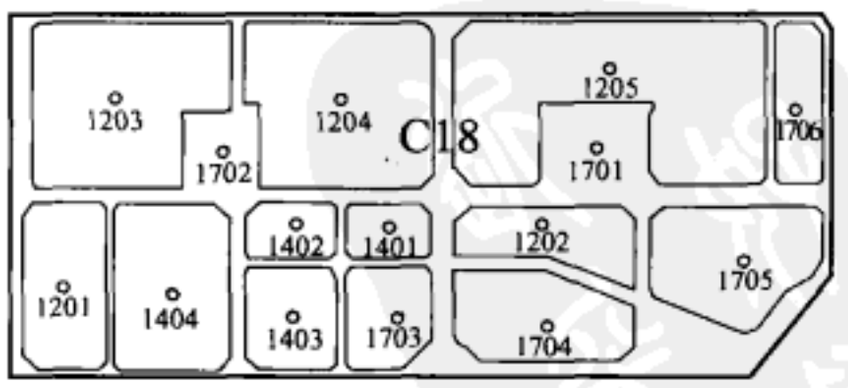


图 16.3-6 小区划分示意

5 负荷分布预测

实现负荷分布预测有两条预测途径：①在分类负荷预测的基础上，将各类负荷预测值分配到同类用地小区中；②根据各个小区自身历史及发展相关的数据，直接对各小区负荷进行预测。前者是一种从总量到小区的由上到下的预测方法，这里简称为小区负荷分配预测法；后者是从小区到总量

的由下到上的预测方法，这里简称为小区负荷增长趋势预测法。

5.1　小区负荷分配预测法

这种方法首先假定同一用地类型的负荷小区具有相同的负荷密度，设第 i 类负荷的预测结果为 L_i，第 i 类负荷小区的用地总面积为 S_i，则第 i 类负荷的负荷平均密度为

$$D_i = \frac{L_i}{S_i} \quad (i = 1,\cdots,M) \tag{16.3-2}$$

式中：M 为负荷分类数。令 $D = (D_1,\cdots,D_M)$ 表示分类负荷平均密度相量；$S_j = (S_{1j},\cdots,S_{Mj})$ 表示 j 小区中各类负荷所占面积相量。则 j 小区负荷预测值如下

$$P_j = DS_j^{\mathrm{T}} \times \alpha_j = \left[\sum_{i=1}^{M}(D_i S_{ij})\right] \times \alpha_j \qquad (j = 1,\cdots,N) \tag{16.3-3}$$

式中：α_j 为 j 小区内的各类负荷同时系数；N 为规划区内的小区总数。各小区内分类负荷同时系数可采用按典型分类负荷曲线叠加计算方法获得，也可以采用经验数据。

5.2　小区负荷增长趋势预测法

这种方法是所有基于历史负荷数据外推负荷发展趋势的方法的总称，其核心思想就是根据预测区域的峰值负荷的历史数据，挖掘负荷未来的变化规律，获得未来负荷的变化趋势，外推预测区域各预测年份的峰值负荷。将在负荷总量预测一节所介绍的时间序列预测方法用于小区负荷预测，也属于这类方法中的一种。

小区负荷增长趋势预测法是在对规划区采用适当的方法加以分区的基础上，逐一对每个小区选择合适的曲线拟和其历史年数据，并外推未来年负荷值的方法。其优点是方法简单；仅需要小区负荷的历史数据。考虑到不同小区不同时段负荷的变化规律可能不一样，这就要求预测系统应包含尽可能多的预测模型，以适合不同小区不同时段的负荷预测需要。也就是说，这种方法的关键是能否根据具体小区的负荷历史数据，选择合适类型的趋势曲线。事实上，逐一小区进行曲线类型的选择具有一定的难度，一般常选用多项式模型或 S 型曲线模型进行预测。

多项式模型：考虑到任何一个非线性函数都可通过泰勒级数展开成为多项式函数，因此针对每个小区，都可选用多项式曲线进行负荷预测。但选用不同阶次的多项式曲线会给出完全不同的结果。虽然从理论上讲，多项式阶次越高，对非线性函数的近似性也就越高，但预测工作不是以对过去数据的拟合精度作为判据，其关键是反映未来的能力，如图 16.3-7 所示，多项式阶次高到一定程度将不再适于进行小区的负荷预测工作。在实际小区负荷预测工作中，最常选用的多项式函数是三阶多项式函数

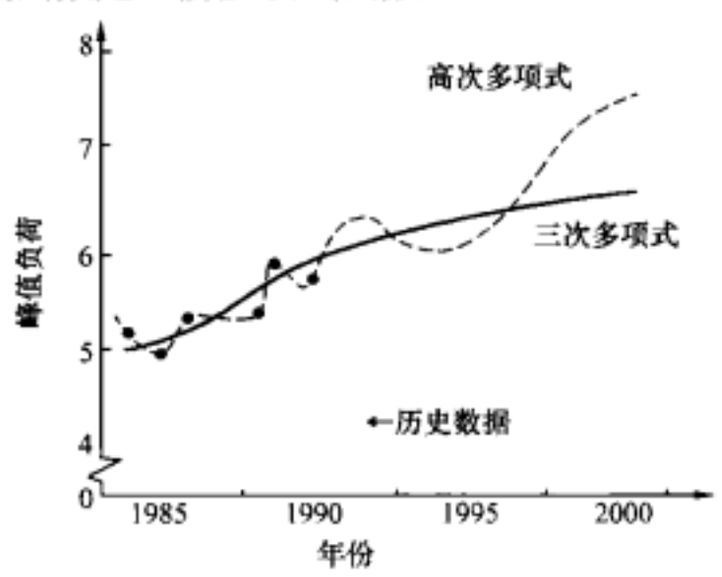


图 16.3-7　不同阶次多项式模型预测结果示意

$$y = ax^3 + bx^2 + cx + d \tag{16.3-4}$$

式中：y 代表负荷值；x 代表年份。在预测过程中，可通过历史年份与相应负荷大小间的关系，确定出最合适的多项式系数。在此基础上，给定预测年份，利用上式就可预测出相应的负荷值。

S 型曲线模型：根据有关小区负荷变化特征的分析，在小区面积比较小的情况下，小区负荷一般都按图 16.3-2（b）所示的 S 型曲线模式发展，S 曲线的具体表达式见表16.3-1。基于这一点，针对每个小区都可以选用 S 型曲线作为小区负荷增长趋势曲线。但采用 S 型曲线外推小区的未来负荷值也存在着一个很大的困难。由于小区负荷的水平可能处于不同的发展阶段，按照 S 型曲线外推出的小区负荷预测的精度将有很大不同。若小区负荷水平比较低，位于 S 型曲线的快速增长段，此时的外推结果很不可靠，对数据的敏感性将很强。一个可以提高预测结果准确性的方法就是预选给定小区负荷的饱和值。这一饱和值的确定在实际预测过程中并不一定很困难，例如可以参考同地区已建成小区的负荷密度水平确定，也可以参考发达国家、发达地区、发达城市相应的负荷密度水平确定。

当采用趋势预测方法进行小区负荷预测时，若采用三阶多项式模型，一般 6 年的小区负荷历史数据就能够给出比较好的预测结果。当小区负荷历史数据比较多时，有时也需要进行一些特殊处理，以便体现现状年附近年限的历史数据可能比远离现状年的历史数据对未来预测结果有更大影响这一直观的道理，指数平滑法就是这类问题具体的处理方法之一。趋势预测方法比较适合与 1～5 年近期配电系统规划相适应的负荷分布预测。

6　负荷分布预测结果综合修正

在采用多层分区的负荷分布预测中，各层可以调用不同的预测算法，并获得各自的预测结果，不同层的预测结果是在不同解析度下对空间负荷分布的反映，在理论上其结果应该具有一致性。而不同层的实际预测结果往往无法达到完全一致，因此必须对这些预测结果进行综合修正调整，在其间建立联系和相互作用的机制，使得上下各层预测量协调一致。这种综合各种预测方法、综合各层预测结果，相互效核、修改、验证的过程是负荷分布预测中“综合性”的实质体现，它体现在空间上的上下控制和时间上的前后修正两个方面。空间上的上下控制保证了总量负荷、分类总量负荷、大区负荷、中区负荷以及每一个小区负荷同一年份在空间上的协调；时间上的前后修正保证了这些预测量在不同年份间还必须符合一定的负荷增长规律。

（1）空间上的上下协调。在明确规划年份（特别是近期预测）的情况下，多层分区结构中预测的准确程度是从下到上逐步提高的。总量预测中不但具有电量和负荷历史数据，可以采用趋势法进行预测，而且还能根据人口、GDP 等其他相关数据采用其他模型进行综合预测，其预测结果具有很高的可信度。应该利用总量层的预测从上到下地控制各层的预测结果。因此，各层数据相互作用主要应体现在从上到下的控制过程中，必须协调负荷总量和分类负荷总量分别对各层空间负荷分布的控制。

除了从上到下的控制作用外，不能忽略空间负荷分布预测对负荷总量预测的反作用。这是因为在总量预测的历史数据中缺乏地理空间的信息，很难对供电区域的变化做出正确的反应，而负荷分布预测却能够收集地理上发生变化的信息并反映到负荷的变化中。低解析度下的较大分区预测可对总

量预测结果起到一定的参考作用，特别是当规划区的供电范围发生较大变化时，更应该从下到上修正总量预测结果。

（2）时间上的前后修正。在进行负荷分布预测时，除了考虑在地理空间上的协调外，还应该从时间上保证协调一致。时间上前后协调的实现需要首先分析原始数据，总结不同层不同类负荷的发展规律；其次再对各层中的预测量从时间发展规律上加以校验，找到出现异常情况的预测量，以便进一步修正或解释。时间上协调控制体现在预测流程上存在两种常见的方式：一种是按时间顺序从现状年开始，外推预测下一年的负荷，再以此结果作为输入外推预测再下一年的负荷，按这种方式逐年迭代直到完成目标年的预测；另一种是逆推的方式，首先预测目标年，再以此为输入逆推预测目标年前一年的情况，重复迭代至现状年结束。为强调远景饱和预测和近期预测这两个负荷分布预测的主要内容，可采取先远景再顺序远推的综合方式。首先根据远景城市规划进行饱和预测，然后再依据饱和预测结果和历史、现状负荷数据，从现状年开始按顺序外推方式完成近期（一般 5 年左右）到远期（10～20 年）目标年的预测。

第 4 章　配电变电站规划

配电系统中的变电站可分为高压配电变电站（35、66、110kV）和中压配电站（6、10、20kV）。配电变电站规划是在负荷分布预测的基础上确定各变电站的位置、容量及其供电范围，规划结果将直接影响配电系统供电的经济性与可靠性。

1　配电变电站规划原则

1.1　总体原则

配电变电站规划需遵循以下总体原则：

（1）协调发展并适度超前原则：规划工作应与地区社会、经济、环境等发展水平相协调，并具有适度超前性。

（2）可持续发展原则：规划方案应具有较高的灵活性，能适应未来地区系统及供电需求的变化。

（3）保证安全供电原则：规划方案应具有较高的供电可靠性和安全性。

（4）经济性原则：在满足运行工作要求前提下，规划方案应做到经济合理，能节约投资、占地及运行维护费用。

（5）环保节能和规范统一原则：在同等条件下应优先采用环保节能设备，并且在一个地区内，同一电压等级、同种类型的变配电设备不宜使用过多规格，应尽量做到规范统一。

（6）按照地区负荷密度差异实施分区供电的原则。

1.2　技术原则

配电变电站规划工作还应参照以下技术原则：

（1）变电站站址。

1）根据负荷分布、网络状况、分层分区的原则进行统一规划。

2）符合电网规划要求，尽量靠近负荷中心，交通便利、进出线方便，并便于与其他变电站的联络。

3）变电站之间的距离应综合考虑中压线路的供电半径与地区的负荷密度情况。

4）当已建变电站主变压器台数达到 2 台且需要扩建时，应优先考虑增加变电站布点。

（2）变电站布置。

1）占地面积应满足最终规模要求。

2）符合城市总体规划用地布局要求，在满足建站条件前提下，应根据节约土地、降低工程造价原则合理选择建设用地，其中市区变电站的建设用地面积可参考表 16.4-1。

表 16.4-1　　市区户内型 35～110kV 变电站占地面积参考表

变电站电压等级(kV)	110/35/10	110/10	66/10	35/10
占地面积(m^2)	4000	2500	1000	300

3）对周围环境的干扰和影响应符合有关规定。

4）要避开易燃、易爆及污染严重地区，避开地质、地形、环境、人文条件不适建站地区，并满足防洪、排涝要求。

（3）变电站容量。

1）一个变电站的主变压器台数（三相）一般不宜少于 2 台或多于 4 台，单台变压器（三相）容量不宜大于下列数值：

220kV　　240MVA
110kV　　63MVA
66kV　　63MVA
35kV　　31.5MVA

网络中同一电压等级的主变压器单台容量规格一般不超过 3 种，在同一变电站中同一电压等级的主变压器一般采用相同规格。具体实施中可参考表 16.4-2。

表 16.4-2　　变电站规模配置

供电区负荷特征	110kV 站规模配置	66kV 站规模配置
中远期用电负荷密度超过 30MW/km^2	采用 3 台主变压器，单台容量为 50、63MVA	采用 3 台主变压器，单台容量为 50、63MVA
中远期用电负荷密度为 10～30MW/km^2	采用 3 台主变压器，单台容量为 40、50MVA	采用 2 台主变压器，单台容量为 50MVA；或采用 3 台主变压器，单台容量为 31.5MVA
中远期用电负荷密度小于 10MW/km^2	采用 2～3 台主变压器，单台容量为 31.5、40MVA	采用 2 台主变压器，单台容量为 20、31.5MVA

注　对于 35kV 站一般采用 2～3 台主变压器，单台容量为 20、31.5MVA。

2）变电站首期投产主变压器台数应尽量满足 2～3 年内不需扩建主变压器；在负荷密度较高区域，变电站首期投产主变压器台数不宜少于 2 台。

3）实际工程中为保证供电可靠性要求，当一个变电站中配置 2 台主变压器时，正常情况下主变压器平均负载率一般不超过 65%，主变压器低压侧系统接线方式要求能在一台主变压器停运时由另一台主变压器转带全部负荷；当一个变电站中配置 3 台主变压器时，正常情况下主变压器平均负载率一般不超过 86%，主变压器低压侧系统接线方式要求能在一台主变压器停运时由另两台主变压器转带全部负荷。

4）从宏观角度要求通过容载比来判断系统变配电能力大小，系统变电容载比可计算如下

$$R_s = \frac{S_T}{L} \tag{16.4-1}$$

式中：R_s 为变电容载比；S_T 为同一电压等级系统配置的总变电容量，MVA、kVA；L 为同一电压等级系统所供总负荷，MW、kW。

变电容载比是宏观控制变电总容量的指标，也是规划设计时安排变电容量的依据。系统变电容载比应按电压等级分级分层计算，对于负荷发展水平差异较大的地区，还可分区分级计算（注意计算各电压等级容载比时，该电压等级发电厂的升压变电器容量不应计入，该电压等级用户专用变电站

的变压器容量和负荷也应扣除)。

一般变电容载比满足负荷变化的期望值约在 2.0 附近,各电压等级系统的变电容载比选择范围可参考表 16.4-3。

表 16.4-3 各电压等级变电容载比选择范围

年负荷增长率	小于 7%	7%～12%	大于 12%
220～330kV 系统	1.6～1.9	1.7～2.0	1.8～2.1
35～110kV 系统	1.8～2.0	1.9～2.1	2.0～2.5

(4) 变电站最终出线规模。

1) 110kV 变电站:

110kV 出线:一般 2～4 回,有电厂接入的变电站可根据需要增加到 6 回。

10kV 出线:一般每台 50、63MVA 主变压器配 12～15 回出线,每台 31.5、40MVA 主变压器配 10～12 回出线。

2) 66kV 变电站:

66kV 出线:一般 2～4 回。

10kV 出线:一般每台 50、63MVA 主变压器配 10～15 回出线,每台 31.5MVA 主变压器配 8～10 回出线,每台 20MVA 主变压器配 6～8 回出线。

3) 35kV 变电站:

35kV 出线:一般 2～4 回。

10kV 出线:一般每台 20MVA 主变压器配 6～8 回出线,每台 10MVA 主变压器配 4～5 回出线。

(5) 变电站主接线方式。

高压配电变电站的电气主接线,应根据变电站在电网中的地位、高压配电网络接线模式及变电站接入网络方式、出线回路数、设备特点及负荷性质等条件综合确定,并要满足供电可靠、运行灵活、操作检修方便、节约投资和便于扩建等要求。

2 配电变电站规划常用方法

2.1 常用方法简介

在满足变电站规划指导性原则前提下,常见的变电站规划方法可总结为:

(1) 方案比较法:即根据未来负荷的预测发展情况,在满足一定的地区变电容载比前提下,由有关专家给出配电变电站的若干可行规划方案(包括变电站的规划位置与容量等),通过对这些方案进行技术经济比较来做出决策。但是,由于参加比较的方案一般是由规划人员凭经验提出,不可避免地包含着很多主观因素,因而可能漏掉一些更好的方案。

(2) 数学优化法:即通过建立相关数学模型对变电站的容量配置、投建地点及供电范围等进行整体性优化,根据优化结果决定未来变电站的建设规划方案。这是当今变电站规划研究与应用的主流,具有较高的智能化程度,可自行给出变电站规划优化方案,辅助运行人员决策。

概括地说,变电站数学优化规划可按如下方式进行分类:

1) 按照规划考虑阶段数的不同,可分为单阶段优化和多阶段优化。单阶段优化是针对未来某个特定年份(规划目标年)所进行的规划,多阶段优化则不仅要确定规划目标年的建设方案,还要合理安排中间各阶段年度的建设步骤,以使整个过程总体经济性最好。

2) 按照对经济性和可靠性的不同处理方法,可分为单一经济性指标规划和综合规划两种。单一经济性指标规划是仅从节省供电方成本的角度出发,只考虑供电方的经济性指标(如投资、设备维修费用和电能损耗费用等);综合规划则除需考虑供电方成本外,也计及用户方停电损失等。

3) 按照对不确定因素的不同处理方法,可分为确定性规划和不确定性规划。确定性规划是以确定的环境因素为基础,其数学模型中的变量都具有确定的数值。不确定性规划则计及各种不确定因素,并采用随机数、模糊数和区间数等方式来表示这些因素,以使规划方案能适应未来环境的变化。

以下介绍数学优化法中最基本的类型,即确定性的单一经济性指标变电站优化规划。下面先介绍目标年的配电变电站规划问题模型和算法,再对中间阶段年变电站规划问题加以论述。

2.2 目标年变电站规划

目标年变电站规划问题可描述为:在目标年的负荷分布预测已知条件下,以最小的投资和年运行费用,确定该目标年中规划变电站的位置、容量与供电范围。

2.2.1 目标年变电站规划数学模型

这里假定负荷的分布状况是以二维空间中分布的点负荷的形式给出(详见第 3 章的 5),则目标年变电站规划问题可模型化为

$$\min C = C_1 + C_2 + C_3 \tag{16.4-2}$$

$$\text{s.t.} \sum_{j\in J_i} W_j \leqslant S_i \times e(S_i) \times \cos\varphi \qquad i = 1,2,\cdots,N$$

$$\bigcup_{i=1}^{N} J_i = J$$

式中:$C_1 = \sum_{i=1}^{N} \left\{ f_1(S_i)\left[\frac{r_0(1+r_0)^{ms}}{(1+r_0)^{ms}-1}\right] + u(S_i) \right\}$:为变电站的投资与年运行费用;$C_2 = \alpha \sum_{i=1}^{N} \sum_{j\in J_i} W_j^2 \times \xi \times d_{ij}$:为估算的二次侧线路的网损费用;$C_3 = \beta\left[\frac{r_0(1+r_0)^{ml}}{(1+r_0)^{ml}-1}\right] \sum_{i=1}^{N} \sum_{j\in J_i} \xi \times d_{ij}$:为估算的二次侧线路的投资费用;$N$ 为变电站总个数(包含现有变电站与待建变电站);S_i 为第 i 个变电站的容量;$e(S_i)$ 为第 i 个变电站的负载率(一般根据变电站装备主变压器个数的不同,由运行可靠性要求确定);$f_1(S_i)$ 为第 i 个变电站的投资费用(其中已有变电站的投资费用为 0),这里假定变电站投资只与其容量相关;$u(S_i)$ 为第 i 个变电站的年运行费用;J_i 为第 i 个变电站的供电负荷集,相应的 J 为全体负荷点集;W_j 为第 j 点的负荷(有功功率);d_{ij} 为第 i 个变电站与第 j 个负荷之间的欧氏距离;ξ 为地形复杂系数或线路曲折系数(表示变电站所供负荷的电气距离与欧氏距离的比值,是一个统计参数,反映了变电站二次出线网络的实际复杂程度);$\alpha = \frac{\alpha_1\alpha_2\alpha_3}{U^2\cos^2\varphi}$ 为近似网损折算系数,α_1 为电价,α_2 为二次侧线路单位长度电阻,α_3 为年最大负荷损耗小时数,U 为二次侧线路的线电压;$\cos\varphi$ 为功率因数;ml 为变电站二次侧线路的折旧年限(一般 20～30 年);ms 为变电站的折旧年限(一般 20～30 年);r_0 为贴现率(常取为 0.1);β 为二次侧线路单位长度的投资费用。

为简化分析,对非线性的二次侧线路投资和网损费用进行线性化处理后,可得原问题式(16.4-2)的简化形式为

$$\min C = \sum_{i=1}^{N} f_2(S_i) + \gamma \sum_{i=1}^{N} \sum_{j\in J_i} W_j \xi d_{ij} \tag{16.4-3}$$

$$\text{s.t.}\ \sum_{j\in J_i} W_j \leqslant S_i \times e(S_i)\cos\varphi,\ i=1,2,\cdots,N$$

$$\bigcup_{i=1}^{N} J_i = J$$

式中：$f_2(\cdot)$ 为折算的变电站本体费用（包含投资与年运行费用），是一个仅与站容量相关的函数；γ 为一年中单位长度线路上运送单位负荷费用的平均值（其中包括了线路投资费用和损耗费用）；其余变量含义均与前述相同。

由式（16.4-3）可以看出其中第 1 项与变电站位置无关，只与变电站容量的组合方案有关，属于组合优化问题；当变电站容量的组合方案确定后，第 2 项只与变电站位置有关，属于大范围的平面定位问题。因而，目标年变电站规划是一个高维、混合变量、非线性的优化问题，其中嵌套着组合优化和平面定位两个子问题。

2.2.2　目标年变电站规划优化算法

2.2.2.1　平面定位子问题

（1）平面多中位选址。

当给定负荷分布预测结果和变电站组合方案（变电站数目和容量类型），而变电站（站址）位置未定时，需要通过自动选址来提供适合的站址。平面中位选址就是变电站自动选址的方法之一。通过平面中位选址，可以确定负荷的加权中心，以减小二次侧线路的投资和损耗。平面中位选址可分为平面单中位选址和平面多中位选址两种。平面单中位选址是在给定负荷的基础上选出一个中位点，该方法适合在规划区域建设一个新建变电站的情况，这个单中位点可以通过数学优化方法中的迭代法求得。平面多中位选址是在给定负荷的基础上选出多个中位点，适合规划区域建设多个变电站的情况，目前该问题还没有很理想的求解方法能够保证收敛到一个整体最优解，比较实用的方法是定位与分配（ALA）算法。

（2）定位与分配（ALA）算法。

1）平面单中位选址问题：

平面单中位选址问题可描述为：设 n 个负荷的全体记为 $J=\{1,2,\cdots,n\}$，给定它们的平面坐标 (x_j,y_j) 和负荷值 $W_j>0(j\in J)$，确定单个变电站 q 的位置 (x_q,y_q) 使得二次侧线路的建设及网损年费用最小。如近似记作

$$\min_{(x,y)\in R^2} \gamma\sum_{j\in J} W_j l_{qj} \tag{16.4-4}$$

式中：γ 为一年中单位长度线路的费用系数；$l_{qj}=\xi d_{qj}=\xi[(x_q-x_j)^2+(y_q-y_j)^2]^{1/2}$，$\xi$ 为线路曲折系数，R^2 是表示空间地理位置的二维实数空间。式（16.4-4）的最优解 (x_q,y_q) 称为中位点。

这一无约束优化问题通常只有一个极值点。

从任意初始点 (x_q^0,y_q^0) 开始，按式（16.4-5）迭代

$$x_q^{t+1}=\left(\sum_{j\in J} W_j x_j/d_{qj}^t\right)\Big/\left(\sum_{j\in J} W_j/d_{qj}^t\right)$$

$$y_q^{t+1}=\left(\sum_{j\in J} W_j y_j/d_{qj}^t\right)\Big/\left(\sum_{j\in J} W_j/d_{qj}^t\right) \tag{16.4-5}$$

式中：上角标 t 表示迭代进行到第 t 步。当迭代过程中遇到某个 t 和 $j_0\in J$ 使得 $(x_q^t,y_q^t)=(x_{j0},y_{j0})$ 时，目标函数的梯度方向可表示为

$$F_{j_0}=\left(\sum_{j\in J,j\neq j_0} W_j\frac{x_j-x_{j_0}}{d_{jj_0}},\sum_{j\in J,j\neq j_0} W_j\frac{y_j-y_{j_0}}{d_{jj_0}}\right) \tag{16.4-6}$$

并可按式（16.4-7）继续迭代

$$x_q^{t+1}=x_{j_0}-\frac{1}{\sum\limits_{j\in J,j\neq j_0} W_j/d_{jj_0}}\left(\sum_{j\in J,j\neq j_0} W_j\frac{x_j-x_{j_0}}{d_{jj_0}}-W_{j_0}\frac{\sum\limits_{j\in J,j\neq j_0} W_j\dfrac{x_j-x_{j_0}}{d_{jj_0}}}{|F_{j_0}|}\right)$$

$$y_q^{t+1}=y_{j_0}-\frac{1}{\sum\limits_{j\in J,j\neq j_0} W_j/d_{jj_0}}\left(\sum_{j\in J,j\neq j_0} W_j\frac{y_j-y_{j_0}}{d_{jj_0}}-W_{j_0}\frac{\sum\limits_{j\in J,j\neq j_0} W_j\dfrac{y_j-y_{j_0}}{d_{jj_0}}}{|F_{j_0}|}\right) \tag{16.4-7}$$

当 (x_q^{t+1},y_q^{t+1}) 和 (x_q^t,y_q^t) 充分接近时，迭代终止。

选取初始点 (x_q^0,y_q^0) 的一种非常方便、有效的方法是取各个负荷点坐标的加权平均数，即

$$x_q^0=\frac{\sum_{j\in J} W_j x_j}{\sum_{j\in J} x_j}$$

$$y_q^0=\frac{\sum_{j\in J} W_j y_j}{\sum_{j\in J} y_j} \tag{16.4-8}$$

2）平面多中位选址问题及 ALA 算法：

平面多中位选址问题可描述为：设 n 个负荷的全体记为 $J=\{1,2,\cdots,n\}$，给定它们的平面坐标 (x_j,y_j) 和负荷值 $W_j>0(j\in J)$，以及变电站容量的集合 $\{S_1,S_2,\cdots,S_p\}$，确定 p 个变电站的位置 (x_{qi},y_{qi})，$i=1,2,\cdots,p$，$p\geqslant 2$，使得二次侧线路的建设及网损年费用最小。即

$$\min\left[\gamma\sum_{i=1}^{p}\sum_{j\in J_i} W_j l_{ij}\right] \tag{16.4-9}$$

$$\text{s.t.}\ \sum_{j\in J_i} W_j \leqslant S_i\times e(S_i)\cos\varphi, i=1,2,\cdots,p$$

$$\bigcup_{i=1}^{p} J_j = J$$

式中：J_i 为由第 i 个变电站供电负荷的集合，其余与式（16.4-4）同。

平面多中位选址不仅要决定各变电站的位置，同时还要把各负荷点分配给与它“邻近”的变电站。此外，式（16.4-9）的目标函数常有多个极值点。因此，它的求解非常复杂。下面介绍求解该问题的 ALA 算法。

ALA 算法的基本步骤如下：

① 分配步骤：对于给定的 p 个变电站的位置 $(x_{qi}^t,y_{qi}^t)(i=1,2,\cdots,p$，当 $t=0$ 时，该位置是初始选取的，当 $t\neq 0$ 时，是前一步迭代的结果），确定负荷的分配集合 J_i，即在满足变电站容量的约束条件下，把各负荷分配给与它“邻近”的变电站。

② 选址步骤：分配步骤已将负荷分成了 p 组，对每一组用平面单中位选址求解最优的中位点位置 $(x_{qi}^{t+1},y_{qi}^{t+1})$，$i=1,2,\cdots,p$。

③ 以上两个步骤交替进行，当前后两步迭代的目标函数之差或各变电站移动距离小于事先给定的精度时停止。

ALA 算法的求解是一种所谓单调下降的收敛过程，即应用这种方法每做一次循环，所得解总比前一次循环求得的解要好一些，或者至少一样好。当无法使目标函数下降时，停止计算。

ALA 算法的分配步骤是一个典型的运输问题，可以采用运筹学的经典方法求解；而选址步骤就是求解多个平面单中位问题，可以采用数学优化方法中的迭代方法求解。

ALA 算法的特点是简单、计算速度快，通常迭代 3～5 次就能达到收敛；但 ALA 算法的计算结果受站点位置初始值选取的影响较大，一般可与遗传算法等结合进行优化

求解。

2.2.2.2 组合优化子问题

变电站组合优化子问题是指在所有可行的变电站组合方案集合中，以满足式（16.4-3）中约束条件为前提，找到使目标函数最小的组合方案 $T^m=\{S_1,S_2,\cdots,S_n\}$。组合子问题通常也是一个具有多极点的问题，因而常用一些含有隐枚举特性的方法，如试探与组合或分支定界法等进行求解。

假设给定新建站数目为 n，则组合子问题可描述为

$$\min C=\sum_{i=1}^{n}f(S_i) \tag{16.4-10}$$

$$\text{s.t.}\begin{cases}S_i\in Q,i=1,2,\cdots,n\\ \sum W-\sum P\leqslant\sum_{i=1}^{n}S_i\times e(S_i)\cos\varphi\end{cases}$$

式中：Q 为变电站可选容量集；$\sum W$ 为规划区内总负荷；$\sum P$ 为已有变电站允许带的总负荷。其中 $f(\cdot)$ 既包括新建站本体的建设与运行费用，又含有根据定位子问题所确定的变电站低压侧线路的投资与运行费用。

对于这样的组合优化问题，一种常用的近似优化方法是“贪婪算法”，应用于式（16.4-10）的问题中即：从一个可行的变电站组合方案 $\{(S_1,S_2,\cdots,S_n)\mid S_i\in Q,i=1,2,\cdots,n\}$ 出发，从头至尾依次对每个变电站的可选容量进行一维离散优化（以其他站容量保持不变为条件），进而得到一个较好的组合方案。由于组合子问题具有的多极点性，采用“贪婪算法”得到的由每个变电站的最佳容量值构成的组合方案往往不是原问题的最优解，因而在优化过程中，一般对每个变电站都找出几个“较好容量”选择，各站之间通过这些“较好容量”分支进行组合，再于其中找出最佳的组合方式。

2.2.2.3 目标年变电站规划算法流程

在目标年变电站规划问题中，平面定位与组合优化两个子问题相互嵌套，整个问题的一个实用求解步骤为：

（1）令新建变电站个数 n 为最小可能数。

（2）令所有新建变电站的容量均为可选的最大容量 Se_{max}，应用分配与定位（ALA）算法求解平面多中位问题。

（3）计算各新建变电站所带负荷，并根据该负荷的大小从可选的容量类型中为各新建变电站选择实际需要的容量 S_i^0，将所得的 $T_n^0=\{S_1^0,S_2^0,\cdots,S_n^0\}$ 作为新建站数目为 n 时的一个初始可行变电站组合。

（4）从初始解 T_n^0 出发，求解组合优化子问题得到新建变电站个数为 n 时的局优解 T_n^*，并判断该局优解是否为当前已找到的最优解，若为当前最优解则将该解记录下来。

（5）$n=n+1$，检查 n 是否超过新建变电站的最大可能个数，若未超出最大个数则转到步骤（2）；否则结束。

综上，嵌套进行组合子问题与定位子问题的迭代优化，可以得到所有局优解中综合费用最小的方案。

在得到变电站规划模型最优解后，还须参照配电变电站规划指导性原则与地区具体情况，对该解进行校核（如容载比、供电半径及地理条件等），必要时加以适当的局部调整以确保方案切实可行，这样就可得到最终的变电站规划方案。

2.3 中间阶段年变电站规划

2.3.1 中间阶段年变电站规划数学模型

在目标年变电站规划基础上，中间阶段年规划要解决的是在整个规划发展阶段内，变电站建设过渡的最优性问题，可表述为：从现状年开始到规划目标年这一时间跨度内，随着配电负荷的增长变化，确定在中间各个阶段年内变电站的投运及增容策略，以使其能满足所在阶段的负荷要求，并且总体经济性最优，其数学模型常用如下形式

$$\min\sum_t C_t=\sum_t(C_{1t}+C_{2t}+C_{3t}) \tag{16.4-11}$$

式中：C_1、C_2 和 C_3 为如式（16.4-2）所定义，其下标 $t\in\{1,2,\cdots,T\}$ 为规划各中间阶段年和目标年，相应约束条件为在各对应阶段年均要保证 $\sum_{j\in J_{it}}W_{jt}\leqslant S_{it}\times e(S_{it})\cos\varphi,i=1,2,\cdots,N_t$，式中各量亦如式（16.4-2）中所述，其中 N_t 为在第 t 阶段年的变电站总个数。

由此可以看出，中间阶段年变电站规划是比常规目标年规划问题维数更高的优化问题。

2.3.2 中间阶段年规划优化算法

由于中间年变电站规划问题维数很高，因而若采用常规优化方法，将不可避免的面临巨大的计算量，难以实际应用。

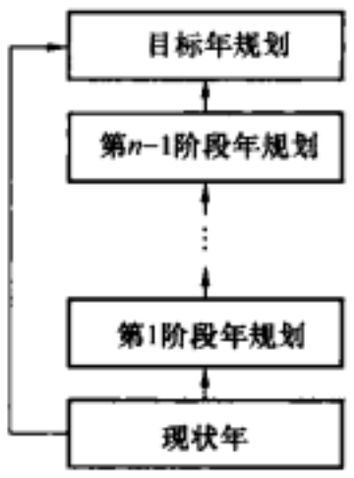


图 16.4-1 伪动态法示意

工程上常用一种伪动态方法（如图 16.4-1 所示），把这一动态规划问题分解为两个过程加以简化解决。过程一，以目标年的负荷水平为依据，采用目标年变电站优化技术以确定目标年的变电站规划方案；过程二，依需求将从现状年到规划目标年的时间跨度划分为若干阶段，再分别以每一阶段为目标根据其预测负荷水平求解相应阶段年的变电站优化问题，注意此时要以其前一规划阶段年的优化变电站容量及站址为已知，而以目标年的优化新建变电站为候选参与计算，由此得到每一阶段上的扩建方案，这样可大大缩减优化计算规模。

2.4 用户直供站处理

电力系统中常有部分大型用户拥有自维变电站，专门负责自身负荷的供电，这类变电站一般称为用户直供站（或用户专用站）。由于这类变电站一般不再供给地区其他负荷，因而在规划过程中这些变电站及其所供负荷不参与同一电压等级配电变电站的优化，对于这类变电站一般只在其上一级电源点规划过程中作为一个负荷点参与计算。

3 中压配电站优化规划

3.1 中压配电站优化特点

中压配电站（配电变压器）在系统中的作用与高压变电站类似，因而其优化规划过程可以参照高压变电站来进行。这里需要注意的是，中压配电站在实际工作中具有如下的与高压变电站不同的特点：

（1）数量庞大。一个中等规模的城市常有多达数千台的中压配电变压器，而且其分布范围一般也较为广泛。

（2）受负荷影响较大。这是由于中压配电站的单元容量不大（一般 250～800kVA 左右），因而同高压变电站相比更易于受负荷不确定性的影响。

（3）在目标函数中配电站投资同其低压侧网络投资相比并不占绝对比重。这是由于当前中压配电站的造价一般在几万元到几十万元之间，而随着城网线路电缆化率的提高，其高压侧与低压侧网络的每公里建设费用也基本达到或接近相同的数量级，这一点和高压变电站相比有较大差别。

由于上述特点，在中压配电站的规划过程中，优化方法要做出适当的调整。

3.2　中压配电站优化常用处理办法

在常见的中压配电站规划中，首先要对整个规划范围进行分区，然后分别在每个分区内部独立进行中压配电站的优化规划。这是为了减小同时参与优化计算的中压配电站数目，以降低问题规模。分区划分常以主干道路、河流为原则（因中压配电站低压侧不能跨越主干道路供电），面积根据负荷密度的不同一般为 0.5～1.5km^2。

由于中压配电站易受负荷变化的影响，因而在进行规划（特别是中、长期规划）时，对中压配电站容量的关注程度要高于对其具体位置的关注，这是与高压变电站规划不同的。在工作中一般只是根据规划结果确定一个中压配电站预期安置的大致范围，待做短期规划设计时再根据负荷的实际发展状况确定中压配电站的具体安装位置。

由于低压侧网络对中压配电站优化结果影响较大，因而优化过程中需要更精确的计及低压网的相关费用，在工程实践中通常采用“小容量、多布点”的原则配置中压配电站（配电变压器）以降低低压侧系统投资，或者通过人工干预及启发式方法对中压配电站的优化结果进行修正，以使其能尽量靠近可行的配电走廊。

第5章 配电网络规划

配电网络建设是保证经济发展的一项重要基础设施内容，因此配网规划建设必须紧密结合地方总体发展规划方向，以满足、服务地方经济发展需要为首要任务。配电网络规划的重点，是研究和制定配电网络的整体和长远发展目标，确定配电网络的远景目标网架、中期目标网架及过渡方案和近期建设改造规划。

配电网络规划的编制，应从调查分析现有电网入手，解决配电网的薄弱环节，优化电网结构，提高电网的供电能力和适应性；做到近期与远景相衔接，新建和改造相结合以及实现电网接线规范化和设施标准化；在电网运行安全可靠及保证电能质量的前提下，达到电网发展、技术领先、装备先进和经济合理的目标。

配电网络规划除高、中压主网架的规划外，还应包括无功规划和二次系统规划（含继电保护、通信、自动化）等，使有功和无功、一次和二次系统协调发展，提高配电网自动化、信息化水平。

配电网规划的期限规定近期为五年（分年）、中期为十年、远期为十五年及以上三个阶段，应与当地国民经济发展规划和城市总体规划相适应，并且每年应根据具体情况作滚动修正。

1 配电网电压等级的合理配置

城市配电网作为城市发展的一项重要基础设施，其电压等级的合理选择配置对配电网未来的发展、经济运行等具有深远的影响。我国国标规定的标称电压为 750、500、330、220、110、66、35、20、10、6、0.4kV。我国城市电网的电压等级配置基本分为 5 级，具体配置情况见表 16.5-1 所示。

表 16.5-1 国内城市电网电压等级配置情况

城 市（地区）	电压等级序列
西北地区	750/330（220）/110（35）/10/0.4kV
东北地区	500/220/66（110）/10/0.4kV
天津、上海、青岛	500/220/35（110）/10/0.4kV
华北、华中和华东地区	500/220/110/10/0.4kV
苏州工业园	220/110/20/0.4kV
南方地区	500/220/110/10/0.4kV

发达国家城市电网的电压等级配置一般为 4 级或 5 级。部分发达国家城市电网的电压等级配置如表 16.5-2 所示。

表 16.5-2 部分发达国家城市电网电压等级配置情况

城 市	电压等级序列
巴 黎	400/225/20/0.4kV
罗 马	380/150（120）/20/0.4kV
伦 敦	400/225/132/22/0.4kV
汉 城	765/345/154/22.9/0.4kV
纽 约	345/138/25（33）kV

续表

城 市	电压等级序列
米 兰	380/220/23/0.4kV
	380/220/23/9/0.4kV
柏 林	380/220/110/10/0.4kV
	380/220/110/20/0.4kV
	380/220/110/6/0.4kV
东 京	500/275/66/22/0.1（0.4）kV
	500/275/66/6.6/0.1（0.4）kV
	500/154/22/6.6/0.1（0.4）kV

根据经济技术分析比较和发达国家的实践，在满足一定的负荷密度条件下，城市电网按 4 级电压等级配置较理想，比如巴黎电网的 400/225/20/0.4kV 就具有较理想的电压配置。我国城市电网 220kV 及以上的超高压等级难以改变，低压 0.4kV 调整也不现实，对于已经使用多级配电电压等级供电的城市电网，能够适当选择配置的电压等级有 110、66、35、20、10kV。如果条件许可，经技术经济比较可以只选择一级配电电压 20kV，即由 220kV 直接变 20kV。

2 现状网分析

现状电网分析工作是在现有的电力企业数据资源的基础上，运用科学的统计分析和定量计算手段对现状电网进行详细的分析评估，了解现状电网的特点、发展现状和存在问题，以利于有针对性地建设改造电网。

在进行配电网络规划之前，首先调查分析现有电网，通过统计分析和潮流计算、$n-1$ 安全分析、短路计算等定量计算工具对现状电网进行分析评估，详细了解现状电网的发展现状和存在问题，然后才能有针对性地开展配电网规划工作。现状电网分析包括高压配电网分析和中压配电网分析两部分，主要从配网电源、配网设备及结构、配网运行、技术经济指标、设备维护与管理五个方面进行分析评估。下面以中压配电网的分析评估为例进行说明。

（1）配网电源：主要从出 10kV 的 35kV 及以上变电站的容量配置、10kV 间隔利用率、负载率和变电容载比等方面分析评估。

（2）配网设备及结构：主要从配电设备和配网结构两方面进行分析评估。配电设备包括线路的主干长度、主干截面、开关分段、电缆化及绝缘化水平、运行年限；开闭所的接线模式及 10kV 间隔；配电变压器的装变容量及运行年限；开关的无油化率及运行年限；变电站及线路的无功配置；配电变压器的无功配置等。配网结构包括配电网采用的接线模式、变电站不同母线之间的联络和不同变电站之间的联络等。

（3）配网运行：主要从正常运行情况下线路的负载率和配电变压器的负载率，事故或检修情况下线路的 $n-1$、变电站主变压器的 $n-1$ 和变电站全停等对配网的运行情况进行分析。

(4) 技术经济指标：主要从电压水平、供电可靠性和线损率等方面进行分析。

(5) 设备维护与管理：主要从配电变压器、线路及开关等设备的完好情况，线路及配电变压器的设备标准化及型号老旧情况，线路、配电变压器及开关的故障率情况等方面进行分析、评估。

上述 5 个方面、几十个小项的分析评估不仅可以进行定性分析，也可以进行定量的分析评估，需要的计算手段主要是：统计分析、潮流计算、短路计算、可靠性计算等。得到各小项评价指标的定量数据后，再对电网进行综合评价，最终得到 10kV 配电网的综合评分，综合评价方法可采用区间层次分析法等方法。

3　高压配电网络规划

3.1　高压配电网规划问题描述

高压配电网是指由高压配电线路和高压配电变电站组成的向中压配电网和用户提供电能的配电网，电压等级通常为 35～110kV，部分特大型城市的 220kV 也纳入高压配网的范畴。高压配电网的电源点通常是高压 220kV 变电站，其负荷通常是 35～110kV 变电站所带负荷。高压配电网规划是在 220kV 变电站和 35～110kV 变电站的站址、容量和供电范围确定的情况下，确定待规划年份高压配电线路的数量、规格、走廊和接线模式。

高压配电网规划问题在数学上可以表示为一个多目标、带约束、非线性、混合整型组合优化问题。高压配电网络与高压输电网络相比，其明显的特点是网络结构上是环网结构，但运行中往往采取以每一个 220kV 变电站为中心的开环运行方式，而且高压配电变电站还可能因变电站主接线的接线形式与运行方式不同而使一个变电站分成两个负荷点，从而使该问题进一步复杂化。

目前，实际规划人员通常的规划方法是：根据待规划区可能的线路走廊，220kV 变电站的位置，35kV、110kV 变电站主变压器的台数和容量，研究高压配电网典型的接线模式，然后根据典型的接线模式再由规划人员人工提出高压配电网的网架方案，在城市电网规划计算机辅助决策系统图形界面的地理背景图上规划具体的线路走廊，并利用系统的各种计算工具进行技术经济分析。若有不同的变电站布点及规划方案时，规划人员会提出不同的高压配网方案进行经济技术比较，最终确定优化的高压配电网规划方案。

3.2　高压配网接线模式分析

一个实际的高压配电网络往往不是由一种接线模式构成，而是由若干种接线模式组成。因此在进行高压配电网络规划时要对各种高压配电网络接线模式进行分析，从而确定适合规划区特点的高压配电网络接线模式，构造规划区高压配电网络。

高压配电网络的基本接线模式较多，现对其常用部分介绍如下。

3.2.1　三 T 接线

这种接线模式中，35～110kV 如图 16.5-1 中的 A、B、C 站通常为三台主变压器，高压侧通常采用线路变压器组的形式。当某一条线路发生故障时，该条线路所带的变压器必须停电，变压器所带的负荷只能通过变电站低压侧提供备用。

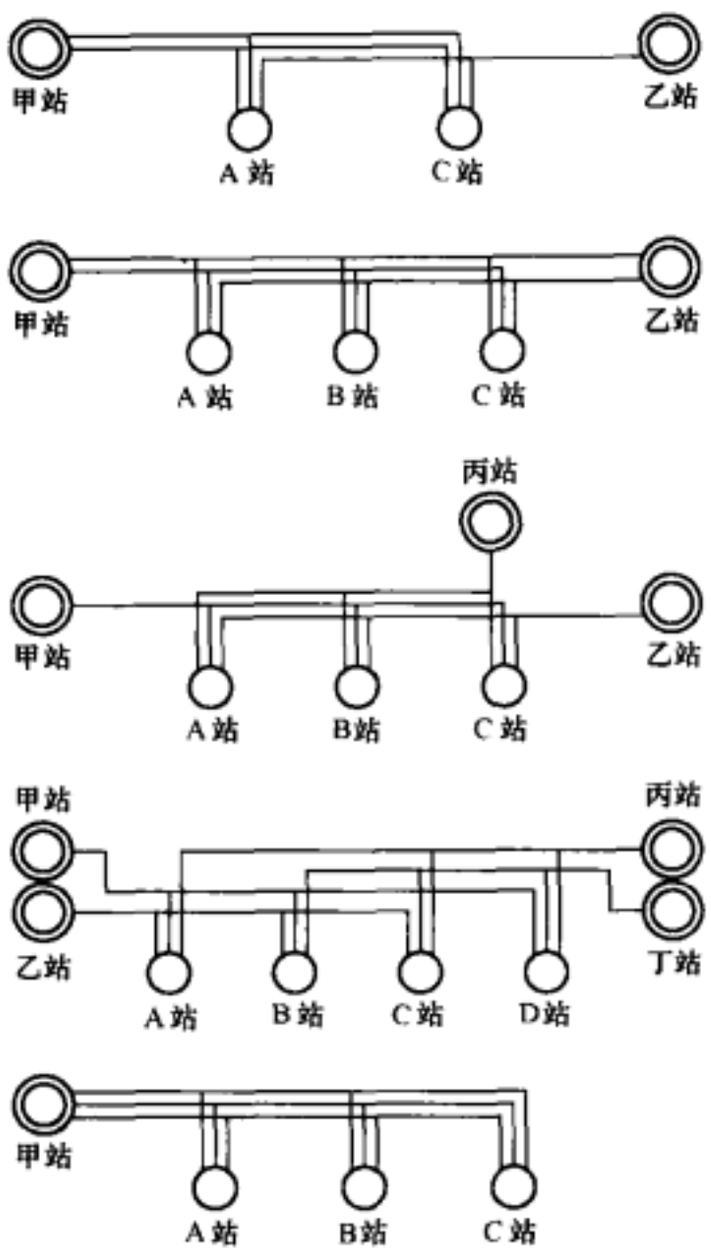


图 16.5-1　三 T 接线

3.2.2　双 T 接线

这种接线模式中，35～110kV 变电站可布置两台或三台主变压器。当某一条线路发生故障时，变压器所带的负荷可通过变电站高压侧联络提供备用或通过低压侧提供备用。

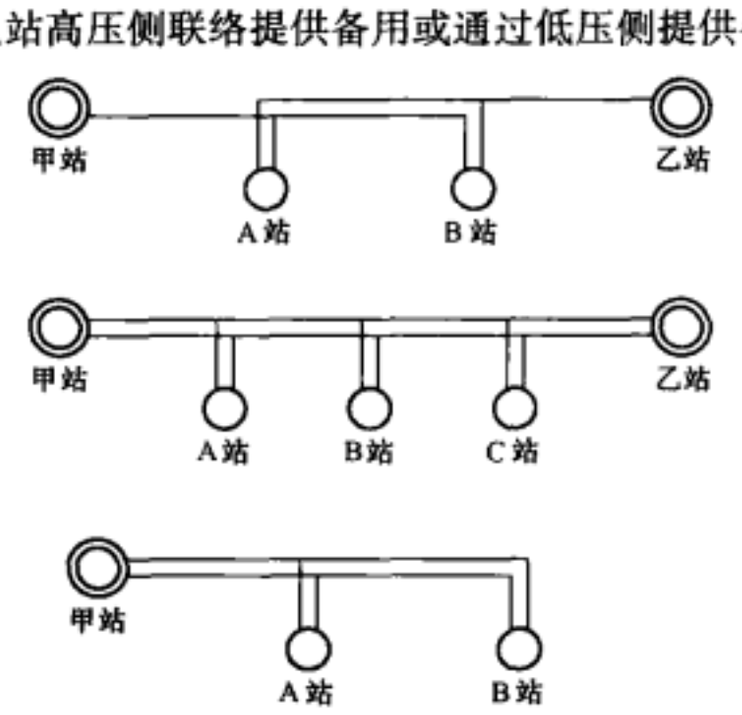


图 16.5-2　双 T 接线

3.2.3　三回链式接线

这种模式接线稍显复杂，设备投资较大。当某一条线路发生故障时，该条线路所带的变压器可由另一侧的线路提供备用，灵活性好，可靠性较高。

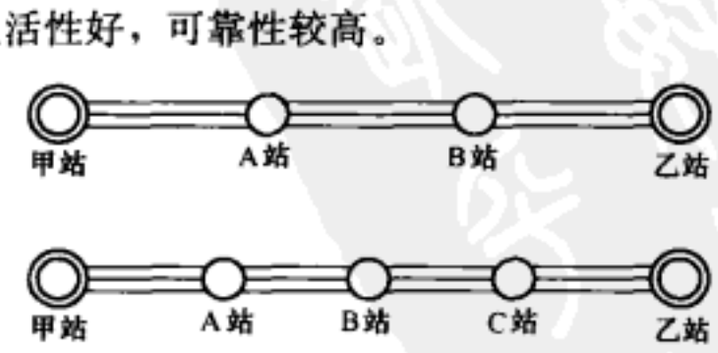


图 16.5-3　三回链式接线

3.2.4　双回链式接线

这种接线模式同三回链式的特点相同。

3.2.5　T 链混合接线

这种接线模式为两座 220kV 变电站间串入三座或四座 35～110kV 变电站，其中两侧的配电变电站采用 T 接方式，

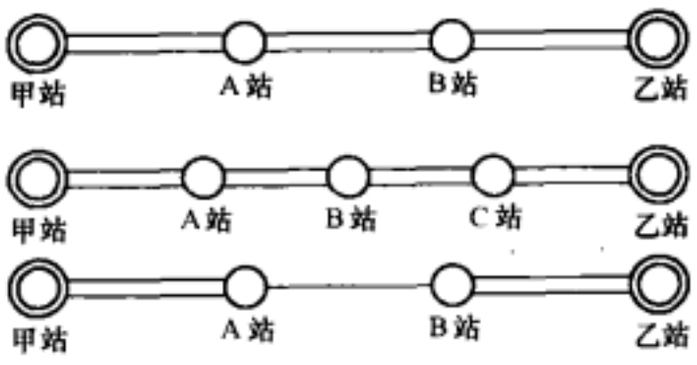


图 16.5-4 双回链式接线

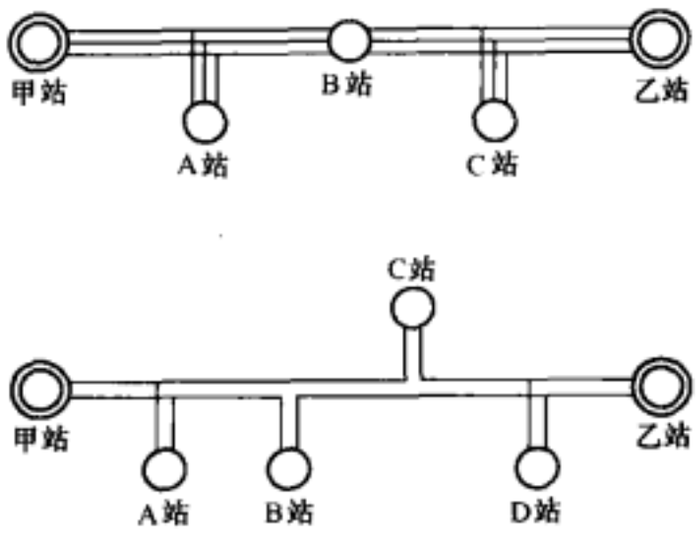


图 16.5-5 T 链混合接线

而中间的配电变电站采用环式接方式。该接线模式可靠性和灵活性均较高。

3.2.6 环网接线

这种接线模式中，35～110kV 变电站主变压器为两台及以下，可靠性及灵活性均较低。

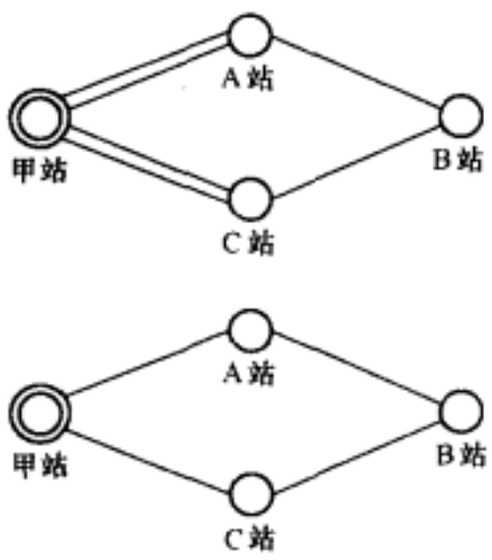


图 16.5-6 环网接线

3.2.7 双辐射接线

这种接线简单实用，35～110kV 变电站可布置两台或三台主变压器，当某一条线路发生故障时，该条线路所带的变压器可由另一条线路提供备用或经低压侧提供备用，灵活性好，可靠性较高。



图 16.5-7 双辐射接线

3.2.8 单辐射接线

这种接线模式中，35～110kV 变电站主变压器为两台及以下，可靠性及灵活性均较低。

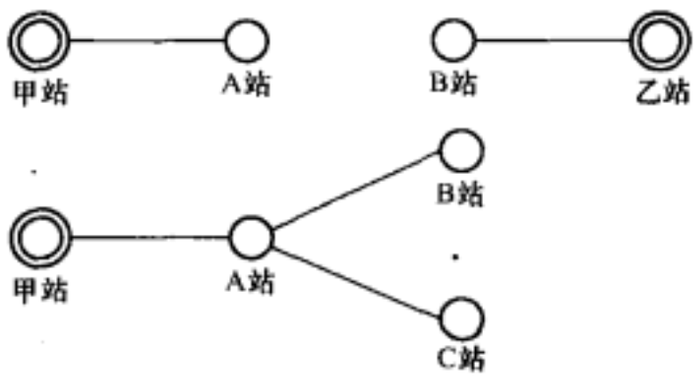


图 16.5-8 单辐射接线

4 中压配电网络规划

4.1 中压配电网规划问题描述

中压配电网是指中压配电线路和中压配电站（配电变压器）组成的向低压配电网或用户提供电能的配电网。在我国通常是指 10kV 或 20kV 等级的配电网，中压配电网的电源通常是 35～110kV 变电站的低压侧母线，有时也可能是 220kV 变电站的低压侧母线，其负荷为 10kV 或 20kV 配电站（配电变压器）所带的负荷。

中压配电网的规划问题是在高压配电变电站站址、容量及供电范围规划的基础上确定各高压变电站出 10kV 线路的数量、规格、走廊、接线模式（站间联络及站内联络方式）、10kV 开闭所的设置等，以满足负荷的需求。

中压配电网规划问题在数学上也可以表示为一个多目标、带约束、非线性、混合整型组合优化问题。其目标函数通常由投资费用和运行费用两部分组成。其中投资费用一般包括配电网络的设备投资费用和建设安装费用，可以统称为投资费用，用 C_1 来表示。目标函数的另一部分是运行费用，通常包括配电网的网损费用、折旧维护费等费用，用 C_2 表示。为了方便比较，投资费用和运行费用通常按照设备使用寿命折算为年费用。故目标函数可以表示如下

$$\min C_1 + C_2 \tag{16.5-1}$$

需要满足的约束条件包括：

1）潮流约束。

2）设备容量约束。

3）电压降落约束。

4）辐射状网络约束。

5）逻辑约束。

6）其他技术指标约束。

由于供电可靠性问题给用户造成的经济损失必将成为制定电价时要考虑的重要因素。因此，在进行配电网络规划时，电网供电总成本不应仅包括电网扩展建设的投资成本、运行成本，还应包括由于电网电力供给不足或中断造成的用户缺电损失，即需求侧的缺电成本。随着我国电力市场的发展，从供需两个角度考虑的可靠性模型有着良好的研究价值和应用前景。

我国的中压配电网络根据其接线模式的不同，在结构上有不同的环网联络方式。但在运行时，均是以出 10kV 线路的高压配电变电站为电源点的辐射型（树干型）网络。目前专门针对中压配电网的特点研究中压配电网规划方法的文献还很少，大多都还是研究针对辐射型网络进行优化，学者们提出的求解方法包括各种启发式方法、传统解析类优化方法、随机优化方法、智能优化方法等。但一个优化的辐射型网络与考虑不同接线模式（站间联络及站内联络方式）情况下的实际配电网络规划还有较大差异，故在配电网的规划方面，各种优化方法离实用还有一定的距离。

目前，中压配电网规划方案的提出，仍然依赖具有丰富规划经验的专业规划人员，其规划方法如下：

（1）根据远景负荷分布预测结果和变电站规划方案，依据规划目标和技术原则，按照理想的供电模式和网架结构规划出远景的目标网架。远景配电网架规划着眼于未来，侧重于整体，是城市配电网络网架结构的发展方向，主要关注 10kV 主干网架，较少考虑现状的细节情况。规划过程中要根据 110kV 变电站的供电范围计算结果，将中压配电网按供电范围分区，对 10kV 配电网络按分区进行规划。根据配

电网可靠性指标的要求和采用的主要接线模式，考虑不同35～110kV 变电站之间 10kV 的联络，以及同站不同母线的联络。规划方案需满足各种系统约束条件（如：短路容量限制、电压水平限制、线路过负荷限制及 $n-1$ 安全性准则等）。

（2）以远景年网架为目标，以现状网络为基础，根据中间年负荷预测的结果进行中间年的网络规划，重点解决现状网络存在的问题，尽量考虑中间年网络到远景年目标网架的过渡问题。并以近期规划年规划方案为基础，安排出改造和建设的工程项目，逐步克服现状网络的问题。近期配电网络规划过程中，应尽量同时考虑远景年变电站的分布位置、配电网架规划方案，做到远、近期方案的统一。同时，针对现状配网存在的主要问题，如线路供电半径过长、迂回供电、供电范围不清晰以及网架结构薄弱等方面问题重点提出解决方案。

4.2　中压配电网规划原则

中压配电网规划应遵循的一般性原则如下：

（1）中压配电网规划的基本原则是以现有电网为基础，满足未来负荷从质到量的全方位需求，同时要使中压配电网的规划方案既满足一定的安全可靠性标准，又能够经济合理。

（2）中压配电网规划应具有充分的供电能力和较强的适应性。规划应以待规划区社会总体发展规划为依据，满足待规划区社会总体发展的需要；注重规划的整体和长期合理性及适应性；满足多部门、多方面利益的要求。

（3）规划首先要设定合理的规划年份（阶段）。设定规划年份不宜过多，一般远景一个年份，中期一到两个年份，近期三到五年可以分年度列出建设项目，这样做到远景、中期和近期规划相结合，每个阶段有每个阶段关注的重点。

（4）中压配电网目标网架的规划是中压配电网规划的核心，网架规划需要分期确定远景目标网架、中期网架及过渡方案和近期建设改造规划。目标网架的规划要遵循分层分区原则进行。目标网架规划的重点是按照可靠性及电网供电安全准则的要求优化最终网架的结构、确定中压线路的最终接线模式、明确中期网架及过渡方案。

（5）参考《城市电网规划设计导则》及各省市电力公司的相关技术导则来详细制定配电网络的技术原则，例如：电网供电安全准则，高、中压网络接线模式，变电站的变压器容量及台数，站内主接线，导线的种类（电缆、裸导线或绝缘线），线径规格，配电变压器的规格型号，10kV 系统中性点的接地方式等。这些技术原则非常重要，因配电网规划由于负荷分布的不确定性而导致其规划方案与实际建设方案可能存在较大的变化，这些变化必须由每年的规划滚动修编来解决，而这些基本的技术原则是长期指导配电网建设朝着规划目标和远景目标网架科学发展建设的重要依据。

（6）设备可靠先进、与社会环境协调一致，采用标准化、规范化的设计原则。

配电网规划应明确通过远期规划实施后应达到的目标及水平：

（1）配电网供电可靠性指标。

（2）A 类电压合格率，综合电压合格率。

（3）各级配电网理论线损率。

（4）规划实现配电自动化的程度，规划实现包括负荷控制系统、用电管理系统、集中抄表系统、企业综合信息管理等系统的程度。

（5）随着城市发展的需要，中压配电网应明确绝缘化和电缆化水平及发展趋势。

（6）明确配电网各规划年份采用的主要接线模式和应达到的网架水平，实现 $n-1$ 的百分率，实现本站 $n-1$ 和站间 $n-1$ 的百分率。

（7）明确目标网架和中间过渡的接线原则。

（8）明确配电网建设与社会协调发展，与周围环境协调一致，满足国家有关技术规范和标准。

4.3　中压配电网络接线模式分析

一般中压配电网络由架空线和电缆线混合组成。在研究一个特定供电区域内的 10kV 配电网的网络结构时，采取架空线路和电缆线路分开进行分析研究的方法，这样也不失一般性。

4.3.1　架空线路

分 3 种具有代表性的接线模式介绍。

4.3.1.1　单电源辐射接线

单电源辐射接线模式又叫树干式接线，干线可以分段，其原则是：一般主干线分为 2～3 段，负荷较密集地区 1km 分 1 段，远郊区和农村地区按所接配电变压器容量每 2～3MVA 分 1 段，以缩小事故和检修停电范围。

单电源线辐射接线的优点是高压开关数量较少，比较经济，新增负荷也比较方便。但其缺点也很明显，主要是故障影响范围较大，供电可靠性较差。当线路故障时，部分线路段或全线将停电；当电源故障时，将导致整条线路停电。

对于这种简单的接线模式，由于不存在线路故障后的负荷转移，可以不考虑线路的备用容量，即每条出线（主干线）均可以满载运行。

该模式主要适用于郊区和农村地区。

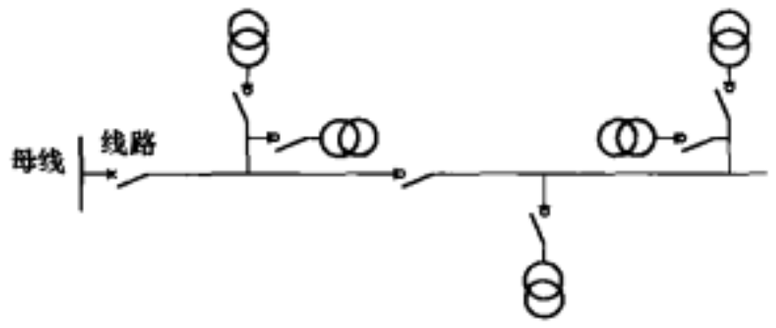


图 16.5-9　单电源辐射接线

4.3.1.2　单环网接线

单环网接线又叫手拉手接线，这种模式中的两个电源可以取自同一变电站的不同母线段或不同变电站。这种接线的最大优点是可靠性比单电源辐射接线模式大大提高，接线清晰、运行比较灵活。主干线通常可分为二至三段，线路故障或电源故障时，通过开关切换操作可以使非故障段恢复供电。在这种接线模式中，线路的备用容量为 50%，即正常运行时，每条线路最大负荷只能达到该线路允许载流量的 50%。

它适用于负荷密度较大且供电可靠性要求高的城区供电。

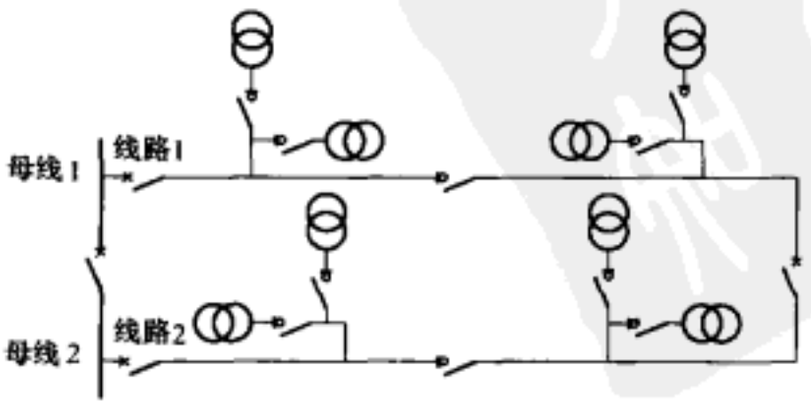


图 16.5-10　单环网接线

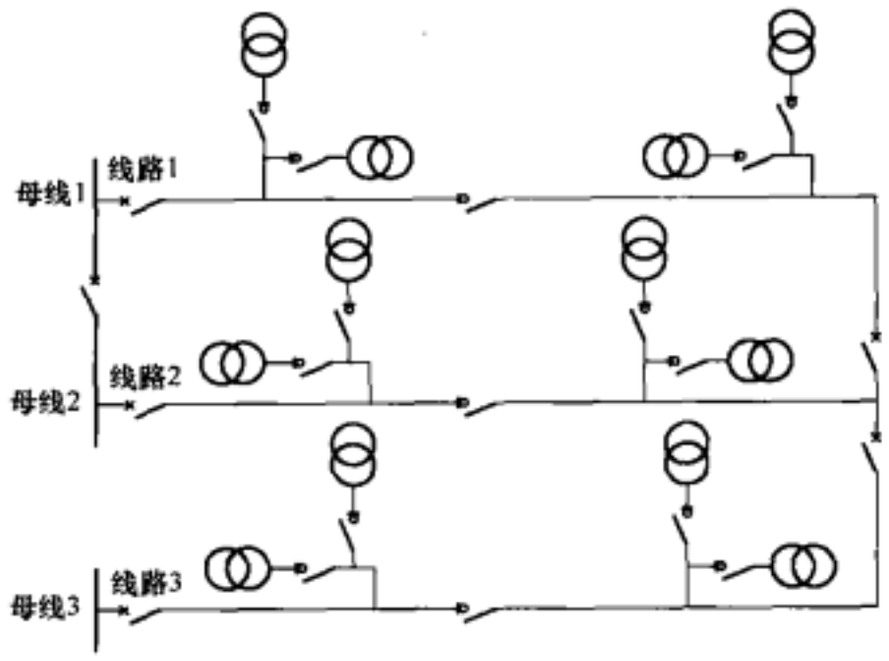


图 16.5-11 三条线的环式接线模式

在实际应用中，还有一种三条线的环式接线模式，如图 16.5-11 所示。三个电源可以取自不同变电站。正常运行时联络开关都是断开的，当线路 1 出现故障时，相应联络开关闭合，由线路 2 供电；当线路 2 出现故障时，相应联络开关闭合由线路 1 或线路 3 供电；当线路 3 出现故障时，相应联络开关闭合，由线路 2 供电。可见，在正常运行时，每条线路均应留有 50%的裕量。

该模式适用于电网建设初期，较为重要的负荷区域，能保证一定的供电可靠性，并且随着电网的发展，在不同回路之间通过建立联络，就可以发展为更为复杂的接线模式，线路利用率进一步提高，供电可靠性也相应地有所加强。

4.3.1.3 分段联络接线

分段联络接线模式常用的可分为两分段两联络（图 16.5-12）和三分段三联络（图 16.5-13）。

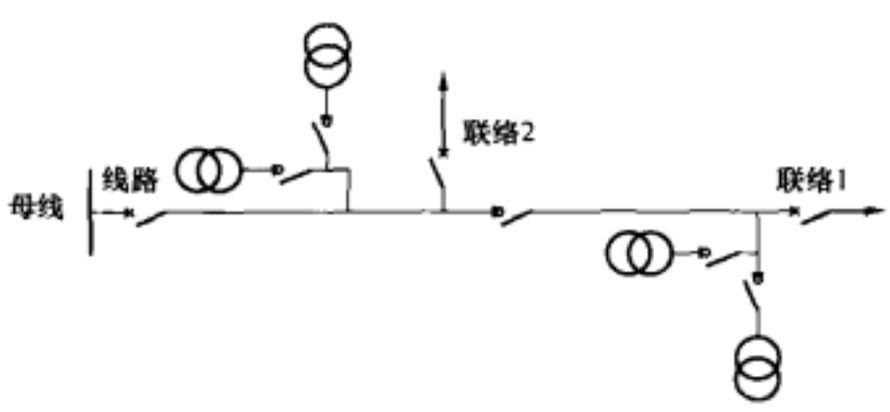


图 16.5-12 两分段两联络接线

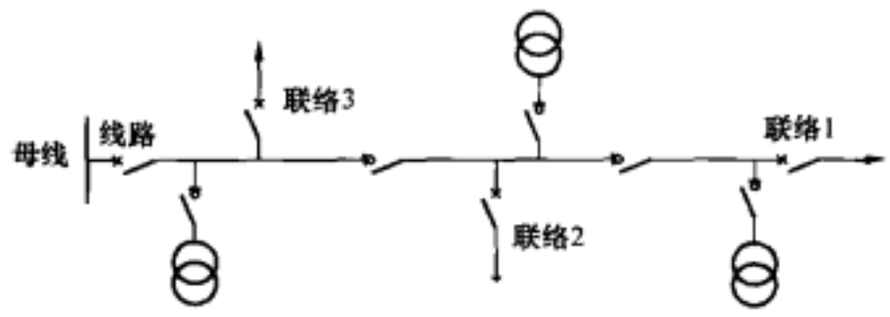


图 16.5-13 三分段三联络接线

这种接线模式，通过在干线上加装分段开关把每条线路进行分段，并且每一分段都有联络线与其他线路相连接，当任何一段出现故障时，均不影响另一段正常供电，这样使每条线路的故障范围缩小，提高了供电可靠性。

这种接线最大的特点和优势是可以有效地提高线路的负载率，降低不必要的备用容量。例如：手拉手接线模式中干线正常运行负载率可以达到 50%，两分段两联络模式中干线正常运行负载率可以达到 67%，三分段三联络模式中干线正常运行负载率可以达到 75%。

该模式适用于负荷密度较高，对供电可靠性要求较高的区域，并且允许架空线路供电的区域。对于这些区域，可以在规划中预先设计好分段联络的网络模式及线路走径。在实施过程中，先形成单环网接线，注意尽量保证线路上的负荷能够均匀分布，随着负荷水平的提高，再按照规划逐步形成分段联络的配电网络，既提高了供电可靠性又满足了供电的要求。

4.3.2 电缆线路

分 5 种具有代表性的接线模式介绍。

4.3.2.1 单环网接线

如图 16.5-14 所示，与架空线的单环网接线一样，两个电源可以取自同一变电站的 2 段母线或不同变电站。电缆单环网的环网点一般为环网柜、箱式站或环网配电站，与单环网的架空线路相比它具有明显的优势，由于各个环网点都有两个负荷开关，可以隔离任意一段线路的故障，客户的停电时间大为缩短，只有在终端变压器（单台配置）故障的时候，客户的停电时间是故障的处理时间。在实际应用中，正常运行时，每条线路应留有 50%的裕量。如果两个单环网向同一地区供电，该地区众多的重要用户同时从两个单环网上取得电源，这种接线有时又叫双环网。它适用于负荷密度较大且供电可靠性要求高的城区供电。

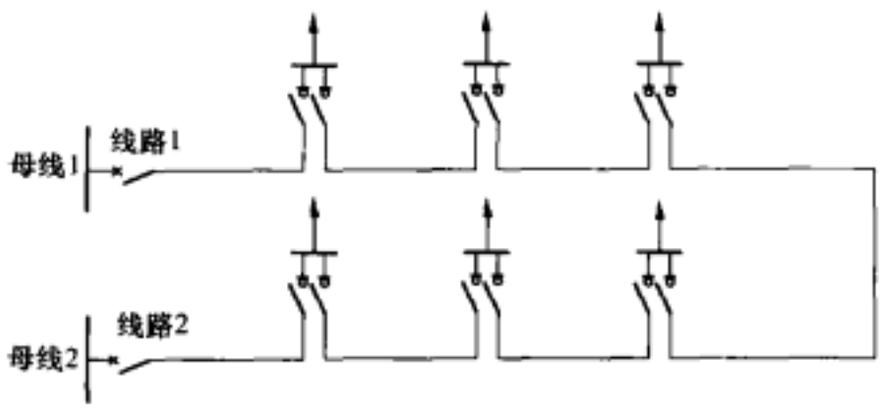


图 16.5-14 单环网接线模式（电缆）

4.3.2.2 开闭所接线

如图 16.5-15 所示，从同一变电站的不同母线或不同变电站引出主干线连接至开闭所，再从开闭所引出电缆线路带负荷（一般从开闭所出线的电缆型号比主干线电缆型号小一些）。在这里每个开闭所具有两回进线，开闭所出线可以采用辐射状接线方式供电，也可以形成小环网，进一步提高可靠性。在实际应用中，正常运行时，开闭所每条进线负载率应控制在 50%以内。

这种接线模式中，开闭所作为一个电源相当于 35～110kV 变电站母线的延伸，适于负荷比较集中，距离变电站较远的区域。如负荷密集的城市核心区、工业区等。

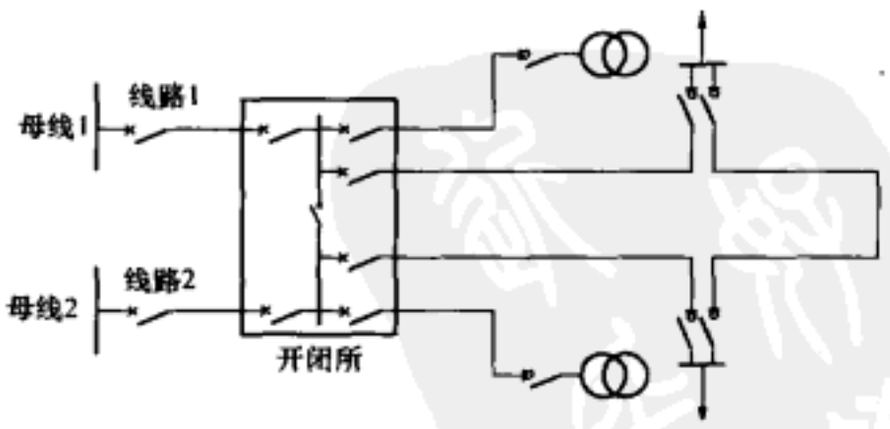


图 16.5-15 开闭所接线

4.3.2.3 两联络两Ⅱ接线

如图 16.5-16 所示，类似于架空线路的两分段两联络接线，这种接线当其中一条线路故障时，整条线路可以划分为若干部分被其余线路转供，供电可靠性较高，运行较为灵活。这种接线模式最高运行负载率为 67%。

该模式适用于城市核心区、繁华地区，负荷密度发展到相对较高水平，而且存在大规模公用网的情况。

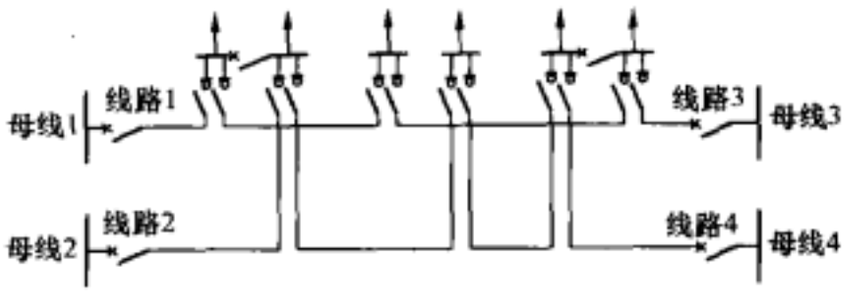


图 16.5-16　两联络两∏接线

4.3.2.4　*n* 供一备接线

n 供一备接线，又叫 *n*－1 接线，就是指 *n* 条电缆线路连成电缆环网，其中有 1 条线路作为公共的备用线路空载备用，*n* 条全供线路满载运行。两供一备和三供一备接线见图 16.5-17 和图 16.5-18 所示。若有某一条运行线路出现故障，则可以通过线路开关切换把备用线路投入运行。该种模式随着 *n* 值的不同，其接线的运行灵活性、可靠性和线路的平均负载率均有所不同。一般以两供一备和三供一备模式比较常用，总的线路利用率分别为 67%和 75%。*n*≥4 的模式接线比较复杂，操作也比较繁琐，同时联络线的长度较长，投资较大，线路载流量的提高已不明显。

该模式适用于城市核心区、繁华地区，负荷密度发展到相对较高水平，而且存在大规模公用网的情况下。

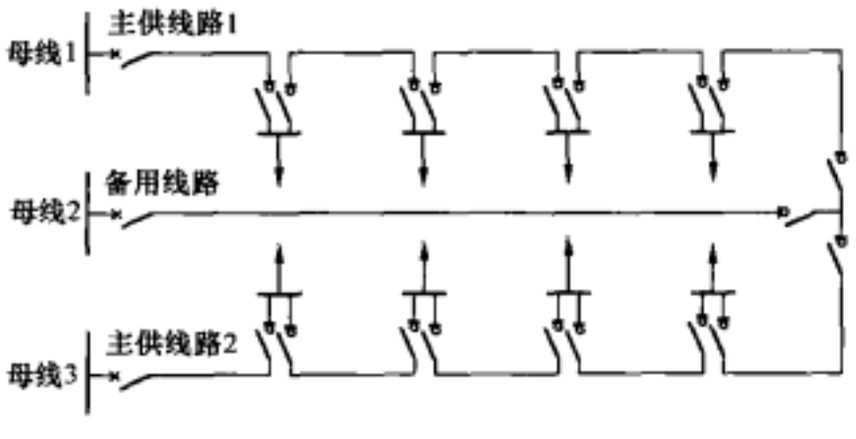


图 16.5-17　两供一备接线

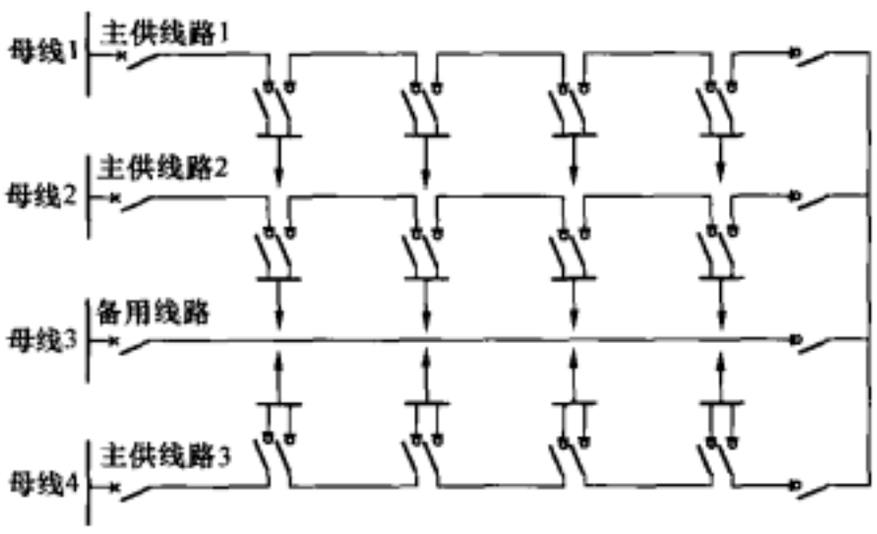


图 16.5-18　三供一备接线

4.3.2.5　互为备用的主备接线模式

如图 16.5-19 所示，在该模式中，每一条馈线都在线路中间以及末端装设开关互相连接。正常情况下，每条馈线的最高负载率为 67%。该模式相当于电缆线路的分段联络接线模式，比较适合于架空线路逐渐发展成电缆网的情况。

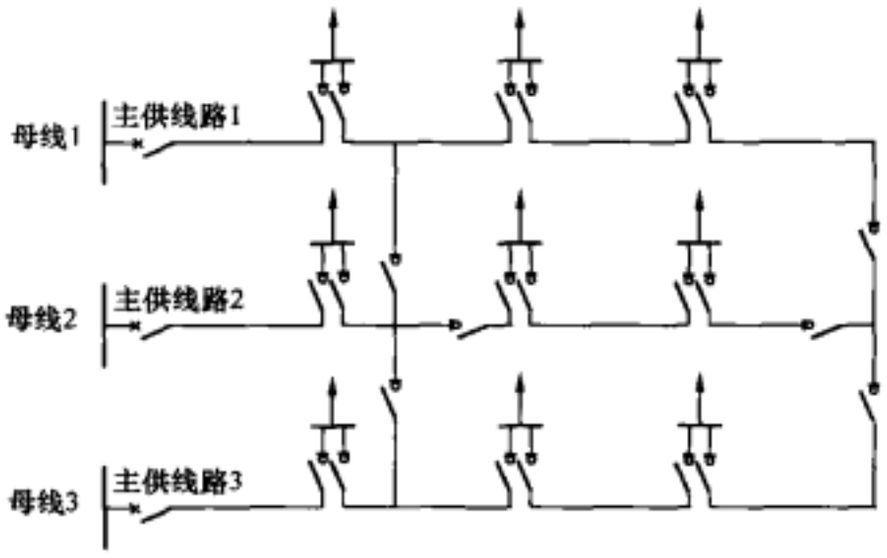


图 16.5-19　互为备用的主备接线模式

4.3.3　典型供电模式过渡形式

4.3.3.1　架空线

架空线路典型的过渡形式见图 16.5-20。

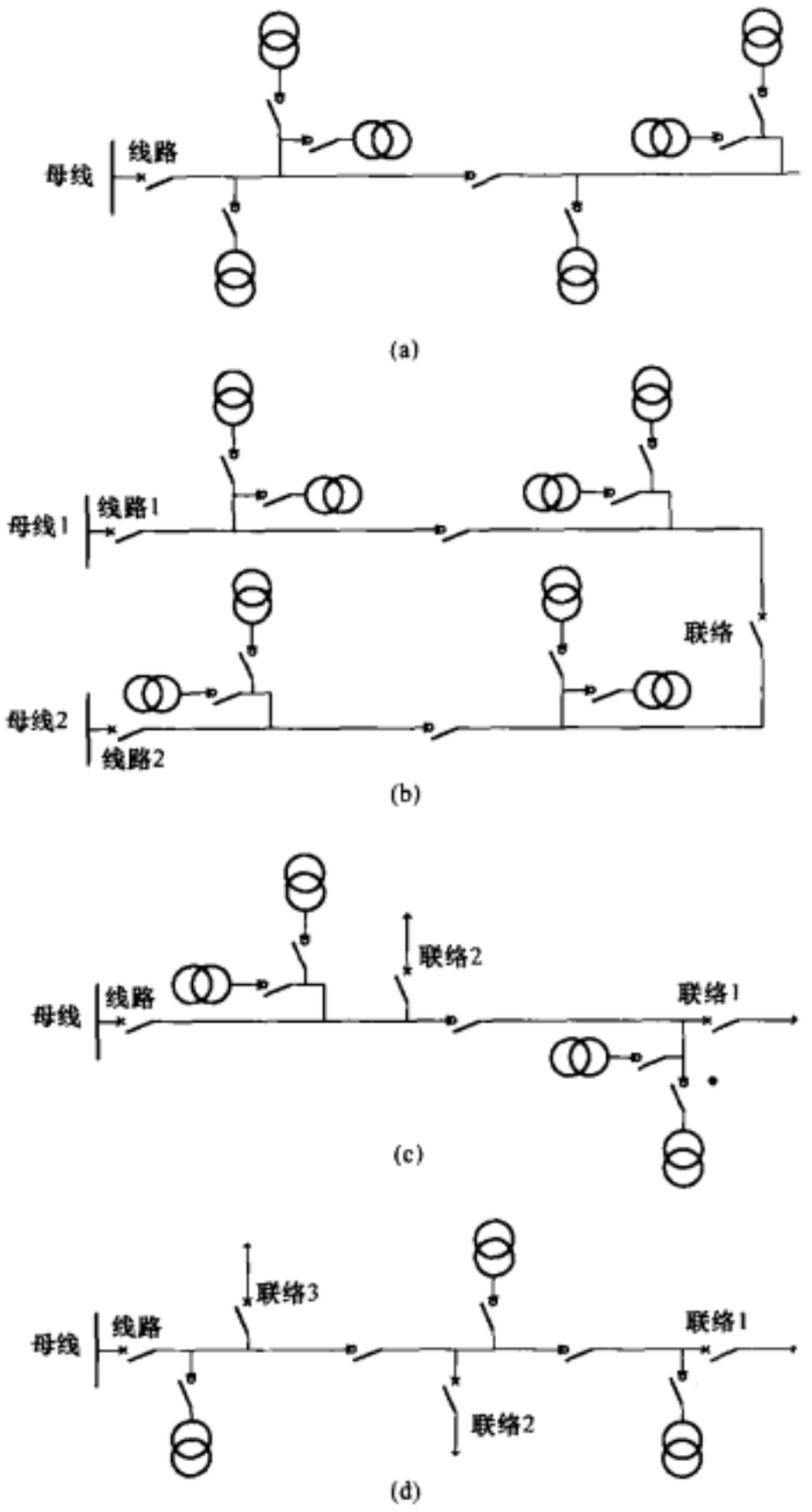


图 16.5-20　架空线路三分段三联络接线典型过渡方式

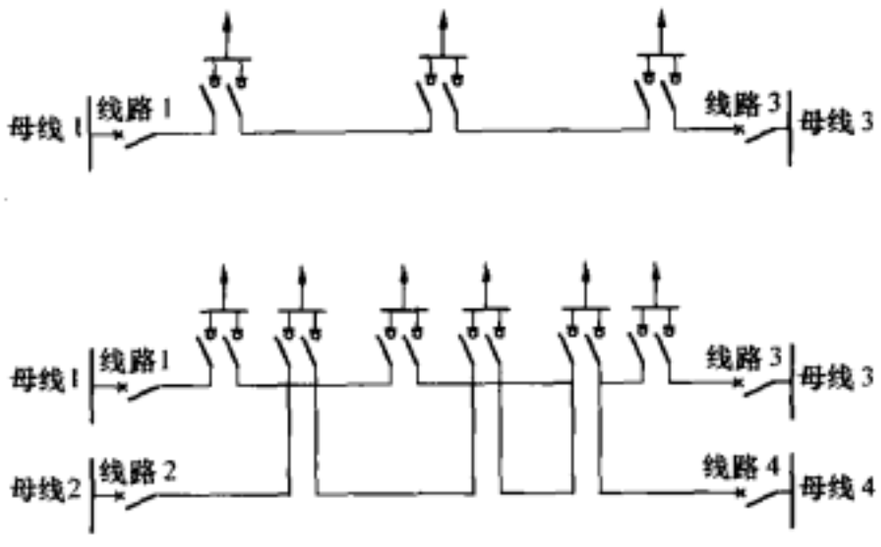
（a）单辐射接线模式；（b）站内联络单环网接线模式；（c）两分段两联络接线模式；（d）三分段三联络接线模式

在负荷发展的初期，负荷较小，可首先形成单辐射供电模式；随着该区域负荷的发展，对可靠性要求的提高，可先形成站内联络的单环网接线方式，此时两条线路的负载率都不应超过 50%；但区域负荷发展到超出两条线 50%负载率时，就可以考虑和其他线路建立联络，形成两分段两联络接线，线路正常负载率可达到 67%；负荷继续发展超出 67%负载率时，就可以考虑再和其他线路建立联络，形成三分段三联络的最终接线，线路正常负载率可达到 75%。

4.3.3.2　电缆线路

电缆线路的典型过渡过程见图 16.5-21 所示。

在馈线组负荷发展的初期，负荷较小，可首先根据该区域现有线路的情况形成线路单环网接线方式，此时两条线路的负荷率都不应该超过 50%；在馈线组区域负荷发展到超出两条线 50%负载率时，建立第二个单环网；随着负荷继续发展，最终形成两联络两∏接线，线路正常负载率可达到 67%。



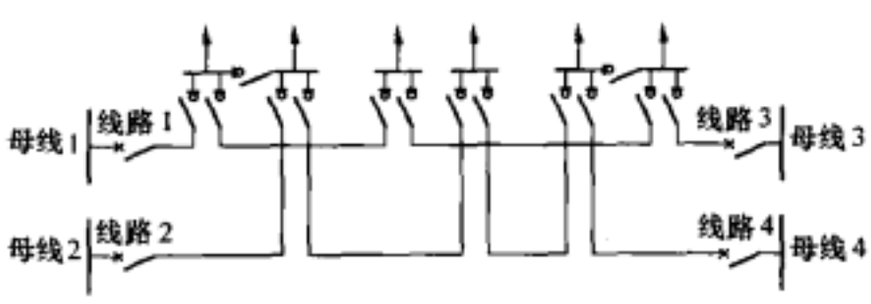


图 16.5-21 电缆线路两联络两 II 接线典型过渡形式

5 无功电源优化规划

无功电源优化规划是在完成负荷预测、变电站选址、网络规划几部分工作的基础上，确定无功补偿设备的安装位置和容量，以确保电网在不同负荷水平及不同运行方式下都能满足给定的运行条件，并实现系统的经济运行。无功电源优化规划包含两方面的问题：①对系统无功功率相关的运行措施所做的各种决策，以有功损耗最小，系统运行最经济为目标，此为运行子问题；②对系统中新增无功设备位置及容量等相关的决策，由于新增无功设备涉及投资费用问题，又称这部分工作为投资子问题。这样，无功优化规划中既有运行变量又有投资变量，有运行约束也有投资约束。通过优化规划计算，优化了使目标函数达到最小的各发电机的机端电压，已有的无功补偿设备的出力，变压器分接头的位置，并确定补偿节点及补偿容量。

数学上无功优化规划问题可用一个目标函数及一组约束条件来描述。该问题是一个非线性混合整数规划问题。其目标函数由投资费用和运行费用两部分组成。其中投资费用一般包括设备投资费用和安装费用。其中安装费用相对较少，而且可以折算到投资费用中，所以可以统称为投资费用，用式（16.5-2）来表示

$$C_I(U_r,U_c)=C_r^{T}U_r+C_c^{T}U_c \qquad (16.5\text{-}2)$$

式中：C_I（U_r，U_c）表示设备投资扩建费用；C_r^T 为可补偿点的感性无功设备的投资费用系数相量；C_c^T 为可补偿点的容性无功设备的投资费用系数相量；U_r 为可补偿点的新增感性无功设备相量；U_c 为可补偿点的新增容性无功设备相量。

目标函数的另一部分是运行费用，用 C_O（Z，U_r，U_c）表示，其中 Z 表示运行控制变量，为发电机节点电压、变压器的变比以及已有无功补偿容量的投切信息等。由于无功电源优化规划一般是在网络的有功潮流已经优化分配的基础上进行的，运行费用即为系统有功网损所带来的费用。在实际无功电源规划中，由于经济方面的限制，一般要求对投资费用大小有所控制，这一点可在投资费用中增设自权重系数 ω（$\omega\geqslant 1$）来实现，加大投资费用的权重即可减少目标方案中系统无功设备的投资。将投资费用和运行费用相加，即可得到无功优化规划的目标函数，如式（16.5-3）所示。

$$\text{Min}\quad \omega C_I(U_r,U_c)+C_O(Z,U_r,U_c) \qquad (16.5\text{-}3)$$

无功电源的优化规划还必须满足一定的约束条件，这是保证规划结果可实施性的前提。这些约束条件包括：

（1）功率平衡方程。

（2）线路潮流的上下限。

（3）电压幅值的上下限。

（4）电源点的有功出力和无功出力的上下限。

（5）已经安装无功补偿设备的容量限制。

（6）变压器可调变比的上下限。

（7）补偿点的设备安装空间。

（8）补偿设备投资规模。

综上所述，求解无功电源优化规划问题就是在满足配电系统运行和投资限制的等式约束和不等式约束的基础上，寻求使目标函数达到最小的无功补偿设备的容量和位置。这一问题在数学上属于混合整数非线性规划问题，其中包含了离散变量、连续变量和非线性函数。

求解上述问题，线性规划法（LP）、非线性规划法（NLP）、动态规划法（DP）以及遗传算法、模拟退火算法、专家系统方法、Tabu 搜索算法等各种人工智能优化算法都获得了应用。由于无功电源优化规划问题中包含着运行和投资两种不同的变量和约束，而且两者相互影响。根据这一问题的特点，应用某些优化分解技术将原问题加以分解，有利于降低计算维数，提高计算速度。目前常用的分解技术包括 Bender’s 分解、Dazing-Wolf 分解，以及哈米尔顿分解等，其中 bender’s 分解技术被认为是一种十分有效的方法。

实际的配电系统有着不同的负荷水平和运行方式，它们对无功电源配置结果有很大影响。如果只以一种情况计算，最后所得到的投资方案，对于其他的负荷水平或运行方式来说，可能是不经济的，也可能不能满足电压要求。然而，对于目标年网络可能无法得到每种负荷水平下的所有运行方式，一般只考虑不同负荷水平下的典型运行方式。在实际系统中，目标年的负荷变化情况通常利用年持续负荷曲线来描述。把不同负荷水平的持续时间在全年中所占的比重称之为负荷水平因子，并将该因子作为权值来衡量相应负荷水平下的运行费用对总的目标函数的影响，从而可建立起多负荷水平的目标年无功优化规划的数学模型。对于含有 n 个负荷水平的情况，其目标函数为

$$\text{Min}\quad \omega C_I(U_r,U_c)+\sum_{i=1}^{n}\lambda_i C_{Oi}(Z_i,U_r,U_c) \qquad (16.5\text{-}4)$$

式中：λ_i 反映了第 i 种负荷的负荷水平因子。

启发式算法求解多负荷水平和多运行方式的问题，就是针对不同的负荷水平和运行方式下的系统状况，分别确立相应的补偿方案。然后以各无功可补偿节点在各个方案中最大的无功配置值作为该节点的无功补偿容量。Bender’s 分解技术可以很方便地处理多负荷水平和多运行方式的问题。假设该规划系统在目标年具有 n 个负荷水平，通过 Bender’s 分解，该问题被分解为 n 个独立的运行子问题，利用负荷水平因子作为权值将各个运行子问题所形成的 Bender’s 割集合在一起，可构造出唯一的投资子问题，该投资子问题所求得的投资方案又形成了新一轮的运行子问题集。

无功电源优化规划不仅要求得出规划目标年的无功电源最终配置方案，而且要确定从现状年到水平年（目标年）整个规划期无功电源的逐步配置方案，以配合网络改造和负荷增长的需要。在实际计算中，规划并非逐年进行的，一个长达二三十年的规划期往往被划分为几个阶段，其中某规划阶段所确定的新增无功设备安装容量，在下一阶段中则被视为固定的已安装的无功设备容量，本阶段的新增无功设备则作为本阶段的决策变量来求解。这是一个动态规划问题，对于

一个大规模的配电系统而言，用完全的动态规划技术求解将非常复杂，因而，根据配电系统的实际情况，一般可以采用“准动态”的规划方法，使得计算模型大大简化。在所谓“准动态”规划方法中，首先采用静态规划的方法获得水平年（目标年）的无功优化规划方案，然后，按照从目标年到现状年的逆推顺序确定本计算年份，将前一计算年份所求得的无功优化规划方案作为本计算年份的允许配置无功电源的约束条件，从而保证本计算年份所得的无功电源的配置不被以后的规划阶段所废弃，这样即可逐步获得各阶段无功电源的优化配置扩展方案。

6　国外大都市电网简介

6.1　巴黎城市电网

6.1.1　电网概况

巴黎是法国的首都。巴黎中心市区面积 105km^2，人口约 220 万，市中心为商业区，外围为住宅区。

2000 年巴黎城网最大用电负荷 301 万 kW，负荷密度 28.7MW/km^2。巴黎城区每平方公里用户数为 14580 个，每个用户平均负荷为 1.93kW。巴黎用电构成中工业用电仅占 7%，主要是第三产业和居民生活用电。巴黎市区负荷已趋饱和，发展缓慢。

6.1.2　电压序列

巴黎城网电压序列包括 400、225、20kV 和少量 12kV。巴黎郊外还存在部分 63kV。

EDF 规划高压有 225、90、63kV，大城市采用 225kV，中小城市采用 90、63kV。中压规划为 20、15kV。

巴黎城网采用 225/20kV 电压等级。巴黎配电网的电压等级在 20 多年的时间里，发生了较大变化。它用了近 30 年的时间对中压电网进行改造，取消了其他等级，统一为 20kV。1976 年巴黎配电网 42%为 20kV，58%为 3kV 和 12kV，到了 1999 年，巴黎 98.5%的配电网为 20kV，1.5%为 12kV。

6.1.3　电网结构

巴黎市区内没有电源，全部位于市区外。在巴黎远郊建设了 400kV 双环网，环绕市区外围建设了 225kV 环网，并以放射性方式向市区中心的 225kV 变电站供电，电网结构见图 16.5-22 所示。市中心区域 225kV 线路采用电缆。

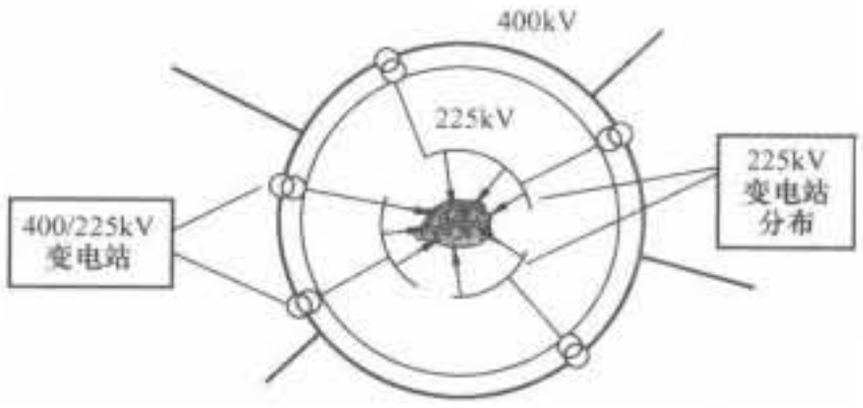


图 16.5-22　巴黎输电网结构示意图

20kV 网络也为环网结构，目前为 2 个完整环和 1 个半环（即外环、中间环和内环，其中中间环为半环），巴黎 20kV 电网结构示意见图 16.5-23 所示。20kV 环与环之间以 225kV 线路相联，没有 20kV 电气联系，结构见图 16.5-24 所示。

2000 年巴黎市区共有 225/20kV 变电站 35 座，变电容量 4156MVA，高压变电站负载率为 72%。城区有 20kV 公用配电站 4878 座，变电容量 4695MVA。中压用户变电站 3120 座，容量为 2900MVA，中压变电站负载率为 40%。巴

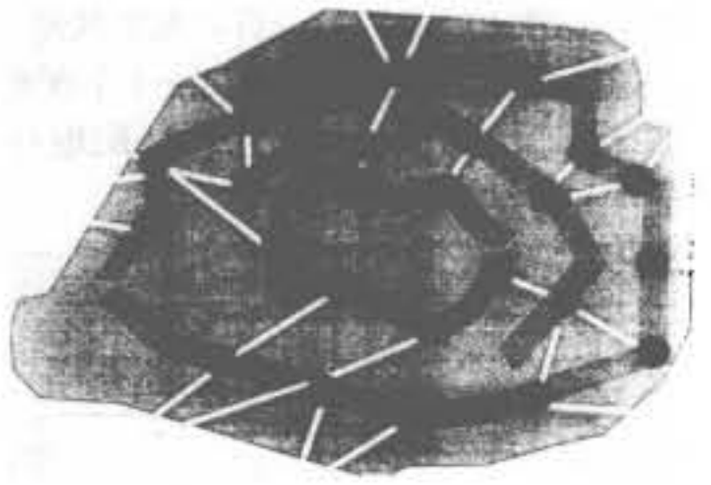


图 16.5-23　巴黎城市 20kV 电网示意图

黎市区内高、中、低压线路全部采用电缆，20kV 电缆长度为 5432km。

巴黎城网负荷分布比较均匀，且配电网中 20kV 线路和配电变压器容量裕度很大，巴黎 20kV 系统负载率仅为 40%。这样，配电网发生故障时，可通过负荷转移来解决，即 20kV 配电网可完全满足备用要求。因此，225kV 变电容量配置比较经济，巴黎 225kV 系统负载率为 72%，且高压网络接线简单，基于以上原因，巴黎城网结构简单、标准统一，供电可靠、方式灵活、事故操作简单。

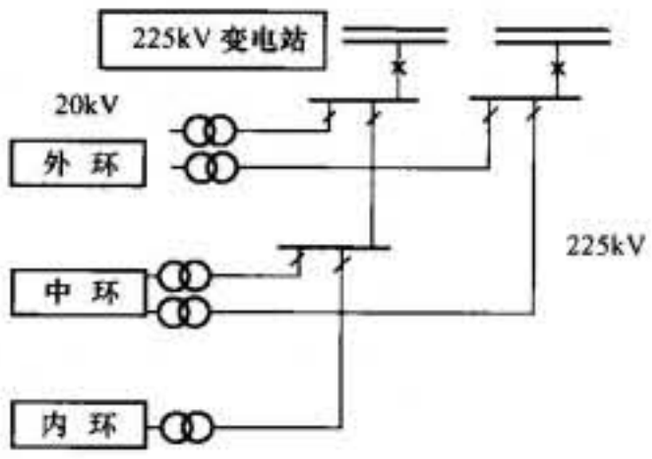


图 16.5-24　巴黎 20kV 环网电源示意图

6.1.4　电网输变电模式

巴黎城区 225kV 变电站有两种配置，分别为 1×100MVA（适用于 20kV 内环）、2×70MVA（主要分布于 20kV 的外环和中间环）。内环与中间环的 225kV 变电站基本上为单电源，外环的 225kV 变电所大部分为双电源。对于 2×70MVA 变电站，20kV 侧均采用单母线分段，每段母线接 1 台变压器，并有 4 条大截面电缆出线，分别向左、右两个方向各出 2 回。而每条大截面电缆出线又通过母线和断路器（相当于开闭所）出 6 条馈线和一条大用户专线向外供电。即 1 台变压器有 28 回 20kV 出线。6 条馈线电缆为一组与相邻变电站的 20kV 出线组成“手拉手”方式，变电站接线方式见图 16.5-25 所示。

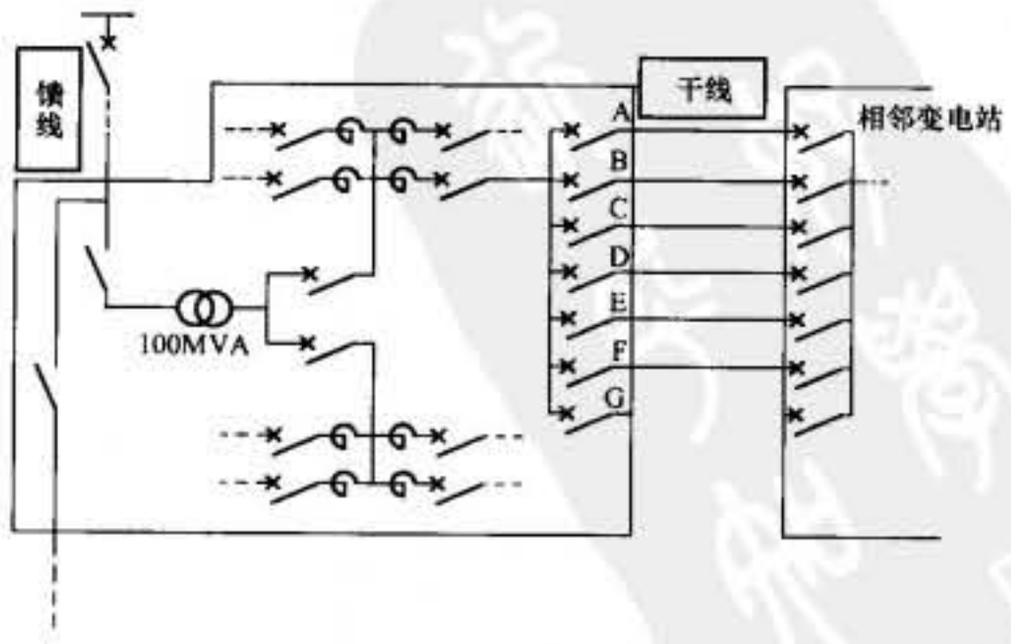


图 16.5-25　巴黎电网 225kV 变电站接线方式示意图

对于 20kV 变电站也有两种类型，分别为 1×1000kVA、2×630kVA。中压配电网以 3 回电缆为主干，配电站为双侧

电源双 T 接线，正常方式为一供一备，发生故障 10s 内完成自动切换。一般 1 回电缆线路上 T 接 2～4 个配电站，最多时一条线路 T 接 6 个配电站。20kV 中压配电站接线如图 16.5-26 所示。

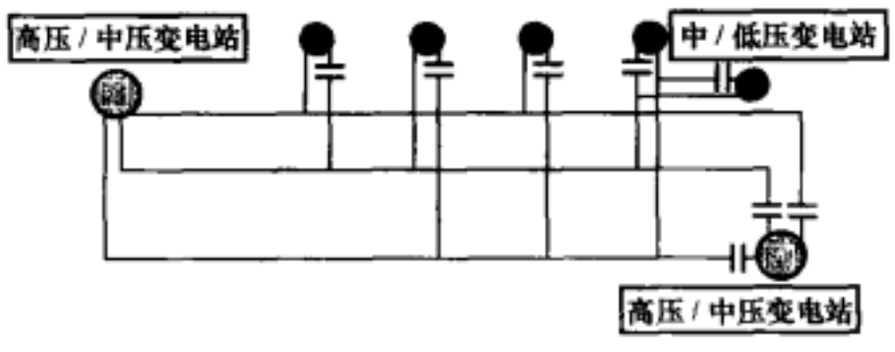


图 16.5-26 巴黎 20kV 环网接线方式示意图

中压大用户专线供电负荷为 3～10MW，其电源由 225kV 变电站的 20kV 大用户专线供电。20kV 线路供电半径小于 4km，其中，市中心 2～3km，外围 4～5km。20kV 中压配电网是电缆网，电缆为 300mm² 铝线。其中，中性点接地方式为小电阻接地系统，最大电流控制在 1000A 以内。400V 低压电网为放射状结构。

城区内变电站均在室内或地下，配电站均结合建筑物统一考虑。未见有箱式变压器等。20kV 电缆在道路两侧人行道各敷设 3 回，采用直埋或穿管方式，分别向道路两边用户供电。225kV 电缆一般敷设在道路中心的机动车道下。

6.2 东京、伦敦、纽约等城市电网结构简介

东京电网电压标准包括（1000kV）、500、275、154、66、22、6.6kV 以及 415、240、200、100V。其中，154kV 只出现在东京的外围，而 22kV 则是在首都中心的负荷高密度地区采用；415，240V 为银座、新宿等超高密度地区中的低压标准电压。1000kV 目前是降压运行。东京电网结构为围绕城市形成 500kV 双 U 型环网，由 500kV 外环网上设置的 500/275kV 变电站引出同杆并架的双回 275kV 架空线，向架空与电缆交接处的 275/154kV 变电站供电，然后由该变电站向一方向引出三回 275kV 电缆，向市中心 275/66kV 供电，每三回电缆串接三座 275/66kV 负荷变电站，然后与另一个 275kV 枢纽变电站相连，形成环路结构。

伦敦城网电压序列包括 400、275、132、66、33、22kV 和 11kV。市区正在逐步取消 33kV 及 22kV 的电压等级，目前只是在低负荷密度区使用。伦敦城市电网在城外形成 400kV 环型接线，从四周向城市供电，形成多点供电的 225kV 电缆网络。高压电网为环型接线，供电网络是辐射形的，每个电源点都有 2～3 路进线，整个配电网络在地下，配电网有直供、环网、手拉手等多种形式。

联合爱迪生公司主要负责向纽约市区及近郊供电。系统包括纽约市和徼郡县以及一个 25Hz 的地铁系统。联合爱迪生公司所管辖的输电系统电压等级为 345kV 和 138kV，配电系统电压等级为 33、27kV 和 13.6kV。纽约城市电网的 345kV 高压输电网成“条状”，接线简单。138kV 以电厂为支撑形成连接主要功能区的中心变电站的环网供电。城区配电网采用 138/(33～27)kV，采用环型/“4×6”网络。由 4 个节点和 6 条线而得名，4 台变压器分别位于 4 个节点，组成四边形供电，对角线相连。正常运行时，每条线的中间断路器断开，每台变压器低压侧分别向 3 条负荷线路送电。这种结构经济性好，而且有利于限制短路电流。

第 6 章　配电系统计算机辅助规划

配电系统规划具有数据量大、不确定因素多、涉及领域广以及更新变化快等特点，传统的手工方式不能满足规划的要求。随着信息技术的快速发展，计算机在海量数据存储、高速精确计算等方面的优势备受关注，能为规划决策者提供大量信息和决策依据，从而大大提高规划的科学性并显著降低人工工作量。因此，利用计算机辅助规划系统进行配电系统规划成为一种必然的选择。

1　计算机辅助规划总体思路

1.1　配电系统规划特征

为设计合理的计算机辅助规划系统，并科学高效地在配电系统规划中应用，必须首先研究规划过程的本质特征，明确规划者和计算机的分工和定位。认知系统工程学为研究这一问题提供了有效的理论工具。认知系统工程理论认为，规划是在两种模糊不清的事物——还未规划过的形式和无法适当描述的背景（环境）之间寻求一致，配电系统规划也不例外，其规划过程具有以下两方面的本质特征。

1.1.1　折中性

配电系统规划涉及众多的部门和专业领域。规划方案除了要满足电力供需平衡、安全性与可靠性以及运行及投资的经济性等要求外，还要与市政规划、环境美化、通信等部门相协调，满足城市整体发展的需要。实际的规划方案不得不顺应许多方面提出的约束，其中包括用户的要求、企业的政策、甚至领导者个人意图、公司所喜欢的设备类型与厂商、专业热点和主观上的喜爱以及设计或规划专家的风格和创造性想象等。要获得合理的设计或规划，这些都是不可忽视的。因而规划过程不是一个简单的从头到尾的顺序或螺旋过程，而是各部门、各领域具有不同观点的专家或专家意见的载体（例如市政用地规划报告、城市发展状况报告等）对规划交互参与，不断提出意见，根据发展的实际情况从各个角度对方案进行反复修正的过程，从而使得规划能够更全面地反映目标，兼顾现实可能条件，保证结果的科学性和可行性。

1.1.2　动态性

实际的配电系统规划问题面临着众多的不确定因素。规划的基础是负荷预测，而负荷状况又是由规划区域的未来发展所决定的。城市作为最典型和常见的配电系统规划区域，其未来具有“测不准性”，并非一条曲线、一个方程可以拟合的过程。早在 1977 年国际建筑师协会提出的马丘比丘宪章就明确指出：城市规划师与决策制定人必须把城市看作在连续发展变化过程中的一个结构体系，它的最后形式是很难事先看到和确定下来的。城市未来发展的这种不确定性影响着负荷预测，也自然影响着整个配电系统规划过程。因此，规划应被看作在时间上不断延展的动态过程，要根据实际情况的变化不断地进行滚动修正，从而保证规划结果的正确性和实用性。具体方法是，只要在规划的实际执行期间发现现实与规划原来的目标间（或新的预测和原来的预测间）的差异大于允许值，就及时进行规划的修正。

上述两个特征导致了现实中的规划过程难以程式化和逻辑化，没有必要、也不可能为其规定一个统一的、有次序的、精确的行动模式；规划本身是可变的和机会主义的，其解答大大地依赖于不可预测的因素。显然，这样的一个过程不是仅靠数学模型算法和计算机软件能实现的，它必须依靠人的不断参与才能实现。如何充分发挥人和计算机的长处，必须分析人和计算机的特征，才能确定他们在规划中的定位和作用。

1.2　人和计算机的特征

1.2.1　人的特征

认知系统工程理论认为，人具有以下独特的智能优势：形象思维；直觉思维；感性经验；常识知识；想象力；创造力；能灵活地适应变化了的环境；能理解问题的社会价值和情感的因素；思维具有多维性和整体性的特点。

然而，人也具有明显的劣势：通常没有足够时间或不能进行复杂、冗长的逻辑推理和数字计算；人的思维过程通常是低速的；在一定时间内只能处理非常有限数量的信息；人的记忆通常是不可靠的，并且所记忆信息如果不用或未被加强将很快衰减；不能在时间与空间上做出精确计算，在时间上倾向于低估或高估事件的速度；在空间上人对距离仅有粗略的概念；容易疲劳；没有稳定的输入输出关系，人的作用因人而异，因情而异，缺乏客观标准，具有主观随意性。

1.2.2　计算机的特征

计算机（包括软件、算法、模型）相对人的优势非常明显，包括：可靠的大量数据长期存储和管理能力；快速、准确的计算能力；形象的表达展示能力；能通过建立模型编程的方式集成大量相关领域的成果；能存储和应用大量的能用人工智能语言表达的专家知识和经验，具有一定的学习能力；不会疲劳，具有稳定的输入输出关系；计算机之间信息传播速度快、距离远、信息容易共享。

计算机相对于人也有以下的劣势：智能程度低；主动性差；形象思维、直觉思维、感性经验、想象力与创造力没有或非常有限；解释能力差；常识知识少；知识面窄，综合性知识缺乏；学习能力层次很低；应变能力差，一般只能按照既定的模式运行。

显而易见，人与计算机的特征正好形成鲜明的对比，互补性极强。虽然人的智能优势非常明显，但是其劣势阻碍了智能优势的发挥，如何使计算机辅助规划系统尽量克服人的劣势，充分发挥人的智能优势，是计算机辅助规划系统设计和应用中首先需要解决的问题。

1.3　人和计算机在规划中的作用

虽然计算机技术高度发达，现代的配电系统规划根本无法离开计算机，但是计算机在规划中的定位仍是辅助工具，主要作用是通过其强大的数据存储、高速计算能力协助人

(规划者) 尽量克服其劣势，充分发挥其智能优势，从而科学、高效地完成规划。

实践已经证明，规划中人的地位和作用是无法被取代的，人是规划的主体，在规划中占主导地位，其重要作用体现在以下方面：

(1) 人是规划的发起者，规划目标、边界条件、规划原则、规划流程、甚至辅助规划工具的选择、使用方式及其开发要求都是由人决定的。

(2) 人是规划真正的决策者，软件的计算结果需要人综合利用知识经验进行确认、干预和最终决策；任何规划归根到底是人的意志的反映，完全“技术中立”的规划往往是不现实的。

(3) 规划过程涉及很多非技术的、或无法程式化建立模型的因素，这些问题现有计算机和人工智能技术都无能为力，必须由人来给出解答。

(4) 人的参与能够大大提高算法的效率和结果的合理性，例如配电网络规划属于大规模非线性混合整型优化问题，计算时间往往在工程上很难接受，利用人的经验来缩小搜索范围是非常有效的手段；实际规划中，规划专家经常能无需对数目巨大的方案进行比较，而依靠知识、经验甚至灵感直接得到一些很好的方案，这时只需利用计算机系统来检验或比较，能够大大加速规划的进程。

1.4 人机合作规划的总体思路

从上述分析看出，配电系统规划过程应该是人机合作互动的一个动态过程。科学的规划思路不是采用自动规划软件取代人，而是以人为主导开发适应人机合作规划要求的计算机辅助规划系统，为规划者建立直观、方便的工作平台，采用人机结合的方式进行配电系统规划。在规划软件的开发和应用于规划实践中应注意以下关键要点：

(1) 规划软件应采用符合规划者认知习惯的设计。目的是使整个规划决策环境能减少规划者的认知阻力，让规划者专注于问题的实质，并引导其发挥创造性思维，产生科学决策；在这种思想的指导下，不断提高规划模型、算法和软件的自动化程度，进而降低人为因素的作用并减轻人工工作量。

(2) 将认知科学理论与数学优化理论紧密结合。采用计算机优化算法处理量化因素，利用人处理非量化因素；既尊重人在规划中的主导地位又充分利用了计算机辅助优化搜索的优势；以保证规划过程与所开发的辅助工具能适应人的认知行为的过程与特点，充分发挥人的能动作用和创造力，高效能地获得灵活的和实际可用的优化方案。

(3) 在自动规划方法和软件的设计中应该充分考虑专家干预的人机交互接口，为规划者提供足够的参与机会，使得专家的经验和理念能够在规划过程中体现，降低计算机自动规划寻优的问题空间、提高优化速度。

(4) 大量采用数据可视化技术。既利用人的直觉和经验等认知能力进行部分站址和网络的规划，补偿纯数学计算的不足；又利于人对软件计算结果的判断，并迅速地做出反馈。例如：对于实践中较复杂的变电站供电范围通过着色匹配法显示，有利于规划者对各变电站的供电范围形成直观整体印象，便于对方案进一步加工修正；以颜色、点阵、三维等主题图形式来表示空间负荷分布；以动画技术来展示负荷或电网的演变历史和未来发展等。

(5) 多模型选择和多主体决策。为适应规划者在规划工作中的认知习惯，规划软件的各个功能应实现模块化，各自具有独立应用的特性，对规划中的每一项具体工作，都应提供多种问题求解的模型；通过综合模型库的建立，规划者可以根据自己掌握的数据或个人偏好，选择组合模型，或同时采用多种不同的模型分析求解；利用网络为多方人员群体参与规划工作提供支持。

(6) 重视数据信息的收集、组织、检索与再开发，建立功能完善的数据信息管理机制，应用数据挖掘与知识发现技术。规划涉及大量的基础数据，需要不断地调整、更新，频繁地局部再规划时，就会在各层次、各部门领域涉及大量的基础数据和中间结果数据。信息管理系统一方面要利用数据库管理好这些数据，方便规划者的检索与存取；另一方面要强调在数据的基础上自动挖掘出更多的深层次信息，将隐含的规律展现给规划者。

(7) 引入专家系统。通过建立知识库、案例库以及推理机制，使软件能够积累、综合和重用各种专家的知识和经验，提高软件的智能化程度，方便后来的规划者学习和利用他人的规划知识和经验。

2 计算机辅助规划系统

2.1 规划系统的一般要求

配电系统计算机辅助规划系统（以下称规划软件）设计和开发应遵循的一般性要求如下：

(1) 规划功能方面：

1) 规划软件应是具有相对完整规划功能的集模型、数据与图形管理于一体的综合性软件系统，应避免仅仅是一个或若干个孤立功能的计算程序；软件所提供的规划功能应覆盖编制配电系统规划工作的全部内容或部分相对完整的内容（规划功能详见本章的 2.2）。

2) 规划软件设计应贯彻人机合作规划的理念，应用可视化技术，利用符合人认知过程的形象化方式来表达规划数据，以便发挥人的形象思维能力，更好地辅助人正确决策；同时，在规划全过程中必须提供便捷的专家干预界面；更高的要求还应建立知识库和学习机制，在人参与规划过程中自动积累专家知识和经验，使软件更加智能化。

3) 规划软件应具有很好的适应性，应能适应较大区域（例如一个中、小城市或大城市的一个行政区）的配电规划和较小区域（例如几、十几平方公里的工业区、住宅区）的规划；还能适应近期规划和中远期规划的要求，做到远近结合；或者能针对不同情况衍生出专门的软件。

4) 规划软件应达到专用性与通用性的良好统一。可以依规划地区的不同，保持软件的不同特点；但软件同时应具有通用性，尤其在规划的数学模型及规划方法上，应能够满足不同地区的要求，以使得规划软件能够在实践中不断完善和提高，最终形成完善的计算机辅助规划系统。

5) 规划软件应为规划者提供适于滚动规划的功能和条件，基本的要求是能够支持规划者及时地修正和管理规划方案，更高的要求是能够提供规划者日常积累规划相关信息和规划思路的工具，以为滚动规划做好准备。

6) 规划软件除了提供对规划编制、修编工作的支持外，还应具有必要的规划管理功能或能与其他的规划管理软件相互配合，为规划者建立日常工作平台，将规划工作融入供电部门的相关业务流程。

(2) 软件设计方面：

1) 规划任务虽然非常复杂，但是可以明确地分为多个

前后关联的子任务，因此最好由几部分子系统构成完整的规划软件包，子系统间建立联系，通过流程控制机制来协调和引导用户使用软件包。

2）规划软件应配备数据库管理系统，所采用的数据库应是稳定高效、通用性强的具有关系型模型的数据库系统，应支持或扩展后支持空间数据的存储和处理。

3）规划软件应配备图形管理系统，能够对基于地理信息（GIS）的规划图形进行有效的管理。数据库系统与图形系统间的数据必须维持良好的一致性，当从外部导入数据存在错误或使用不当造成数据不一致的情况发生时，应能提供一致性校验和修复功能，保证规划数据的可用性。

4）规划软件应包含基础数据自动采集功能，与其他系统（例如 AM/FM/GIS、SCADA、营销系统等）建立数据接口，能够自动收集规划所需的主要数据，同时具有数据校验容错工具，大大减少人工工作量，较快速地得到满足规划任务要求的基础数据，从而达到高效规划编制和及时滚动修编的目的。

5）规划软件应提供通用格式的结果输出，输出应包含数据和图形两部分，且二者间应维持一致性对应关系。规划软件应能将图形数据转换为通用格式，考虑到目前电力部门图纸管理的实际情况和与设计软件接轨的要求，一般应提供对 AutoCAD 的 DWG 或 DXF 格式的支持。

6）规划软件应具有基于 Web 的数据发布功能，能够让相关人员方便地通过浏览器访问规划成果。

2.2　规划系统的功能

从规划功能角度，可按照规划任务将配电系统辅助规划系统分成多个功能子系统，典型的划分如图 16.6-1 所示。

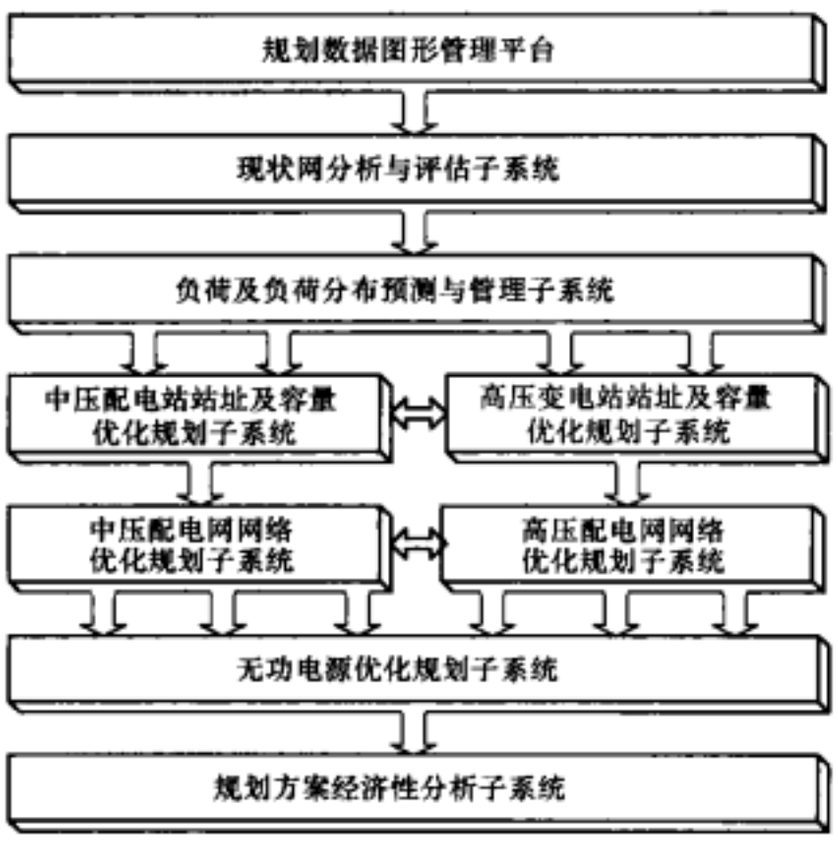


图 16.6-1　系统功能构成

（1）规划数据图形管理平台：该平台是各个子系统的数据图形操作的基础，具有对规划原始数据与派生数据的管理功能，提供最基本的数据图形操作；还能实现对规划原始数据的导入、自动及手动校验与修复功能，同时提供对规划原始数据与派生数据的管理功能。

系统应采用通用格式，实现数据开放性，并定制通用数据接口标准，支持与外部系统数据的双向转换；针对规划原始数据表之间、表内以及数据本身存在的不匹配、缺失等问题，系统对已录入数据自动进行数据合法性检查并对非法数据自动进行校验与修复，还将引导用户排除错误数据；通过图形平台上的查询、编辑、删除、保存等操作，系统能够有效管理数据，并实现日常数据的积累。

（2）负荷及负荷分布预测与管理子系统：具有强大的基于地理图形的空间负荷分布预测功能，并能够将负荷总量预测与负荷分布预测结果相协调。

通过图形界面操作，能够实现大量负荷数据的日常化管理与积累，如数据保存、查询、统计、编辑和删除等。以这些数据为基础，系统的预测功能应包括：目标年和中间年的总电量和总负荷预测、分类电量和分类负荷预测、负荷密度以及负荷分布预测、典型日负荷曲线预测等。负荷分布预测功能应以图形平台上规划区内的地理背景为约束，同时结合规划区发展情况。预测结果均可在图形平台上以主题图或曲线等形式表示，并维持图库一致性。

（3）现状网分析与评估子系统：能够对现状网进行详细的技术分析和综合性评估，经过定量计算自动发现电网存在的问题和隐患，并给出问题的位置和严重程度等具体信息，同时能够总结电网建设运行的经验，从而达到凸显现状网瓶颈、为规划电网提供依据的目的。

系统应包含拓扑分析、潮流计算、短路计算、$n-1$ 校验、可靠性计算等模块，能够自动给出配网的电压水平、线路及变压器负载率分布、元件过负荷、$n-1$ 安全性、网损等分析结果，这些结果不仅写入数据库还将以主题图、曲线或表格等形式直观表示。基于上述分析结果，系统能辅助工作人员对电网进行综合评估，以定量结果点面结合地反映电网状况。

（4）高压变电站站址及容量优化规划子系统：能够分层次或电压等级规划目标年、中间年的高压变电站的位置及容量，计算变电站供电范围。

在图形平台上，实现对已有站、新建站的查询、统计、编辑和删除等操作。在完成现状网分析和逐年负荷分布预测的基础上，基于地理图优化计算规划区内目标年、中间年的高压变电站的位置及容量，包括已有站的增容方案和新建站的建设方案等；并能以主题图的方式显示变电站的位置和供电范围等结果。能给出多个规划方案且具有方案技术经济比较功能。

（5）中压配电站站址及容量优化规划子系统：能够在图形平台上分区分片规划中压配电站，功能与高压变电站站址及容量优化规划子系统类似。

（6）中压配电网网络优化规划子系统：能够结合地理背景图规划目标年及中间年的中压配电网。

系统应以地理接线图为背景，完成对中压网络的接线方式、导线型号及走径、联络线设置、开关设置及运行方式等的确定和优化。规划方案分为目标年和若干个中间阶段年方案。方案的技术分析通过潮流计算、短路计算、$n-1$ 校验以及可靠性指标计算等自动完成；方案的经济性从投资和运行费用等方面加以优化。能给出多个规划方案且具有方案技术经济比较功能。

（7）高压配电网网络优化规划子系统：能够结合地理背景图规划目标年及中间年的高压配电网，功能与中压配电网网络优化规划子系统类似。

（8）无功电源优化规划子系统：能够完成目标年及中间年配电网的无功电源优化规划，实现无功优化和多负荷水平下的无功最优配置。

（9）规划方案经济性分析子系统：自动完成对配电系统

规划结果的经济论证，重点是投资效益分析。

分析内容应包括电网投资与增加用电量所产生收益的比较，以及为了使电网供电可靠性、线损率、电压合格率达到一定指标与所需投入费用之间的比较等。分析所依据的模型应与国家有关经济政策相协调，为供电企业的投融资以及还、贷款方案的制定提供参考。

3 计算机辅助规划总体步骤

假定配电系统规划工作主要涉及 110kV 高压配网和 10kV 中压配网两个电压等级。典型的规划编制工作可由以下基本步骤组成：

第一步：数据收集、调查与录入；
第二步：现状网分析与评估；
第三步：确定规划的主要技术原则；
第四步：负荷及负荷分布预测；
第五步：阶段成果汇报、交流及修改；
第六步：10kV 配电站容量及位置确定；
第七步：110kV 变电站规划及其供电范围计算；
第八步：220kV 变电站规划及其供电范围计算；
第九步：阶段成果汇报、交流及修改；
第十步：10kV 配电网络规划；
第十一步：110kV 高压配电网络规划；
第十二步：无功优化规划；
第十三步：保护、配电自动化、通信等专项规划；
第十四步：投资估算及经济效益分析；
第十五步：撰写规划报告报审稿；
第十六步：规划成果全面汇报、交流及修改；
第十七步：规划成果评审，根据评审意见修改；
第十八步：提交最终规划文本和图集。

4 计算机辅助规划示例

下面结合某城市的配电系统规划实例，简要介绍利用计算机辅助规划系统进行一个典型的城市配电系统规划的过程和主要结果。

4.1 现状电网分析与评估

现状电网分析与评估包括高压配电网和中压配电网两部分，主要运用辅助规划系统的现状网分析与评估子系统进行。

现状网分析评估可从技术合理性、运行安全性、供电质量及可靠性、运行经济性及电网维护水平等多个方面进行分析评估。技术合理性和电网维护水平两个方面通过统计网络设备的数量、型号、运行年限等数据，根据国家或地区电力导则对相关方面的规定，评估电网的建设水平。运行安全性、供电质量及可靠性和运行经济性三个方面要借助于辅助规划系统的分析计算功能进行分析。首先，把电子版的地区现状道路网图导入系统，在路网图上按现实中的走向和位置手动录入（或自动导入）线路、配电变压器、开关等设备及规划所需参数，形成现状电网的地理接线图，图 16.6-2 是示例城市的城区中压配网地理接线图。其次，设定边界条件后计算得到网损、线路负载情况和末端电压等数据。最后，结合现状网子系统的计算结果和统计数据来综合评估电网的运行安全性、供电质量及可靠性和运行经济性。中压配电网线路负载率以及转供能力的分析结果示例分别如表 16.6-1、表 16.6-2 和表 16.6-3 所示。图 16.6-3 中的直方图对应表 16.6-2 的数据。

表 16.6-1 2003 年某城市 10kV 配电线路负载率计算结果

变电站	线路名称	性质	主干线型	主干截面（mm^2）	线路容量（kVA）	潮流有功（kW）	负载率（%）
昌安变电站	安桥 4218 线	公用	JKLY-185	185	7274	2657.49	40.59
昌安变电站	北环 4213 线	公用	JKLY-185	185	7274	3548.46	54.20
昌安变电站	昌谷 4209 线	公用	JKLY-185	185	7274	1781.96	27.22
…	…	…	…	…	…	…	…

注 表中负载率计算时的功率因数取 0.9。

表 16.6-2 2003 年某城市 10kV 配电线路负载率分布

负载率区间	公用线路		专用线路	
	条数（条）	比例（%）	条数（条）	比例（%）
0%～10%	40	16.53	25	10.33
10%～20%	34	14.05	5	2.07
20%～30%	46	19.01	12	4.96
30%～40%	28	11.57	7	2.89
40%～50%	19	7.85	2	0.83
50%以上	20	8.26	4	1.65
合计	187	77.27	55	22.73

表 16.6-3 2003 年某城市负载率超 50%的中压线路负荷转移能力

线路名称	负荷（kW）	负载率（%）	转供能力（kW）	$n-1$ 是否通过
洋渎 4205 线	3543.31	54.12	北环 4213 线/2998＋安桥 4218 线/4708＋梅山 1209 线/275	是
北环 4213 线	3548.46	54.20	洋渎 4205 线/3004＋昌洋 4226 线＋昌站 4214 线/3740	是
丁袍 473 线	4390.91	67.07	梅山 1209 线/1275＋洋桥 1314 线/2133	否
斗海 1389 线	3790.60	57.90	马海 281 线/2135	否
…	…	…	…	…

注 转供能力指与本线路相联络的其他线路在满足自身负荷的条件下能够提供的支援供电能力。例如，“洋渎 4205 线”在停电时，能够从联络的“北环 4213 线”等 3 条线路获得支援，将其负荷转移到这 3 条支援线路上。如果转供能力之和大于“洋渎 4205 线”的负荷，则 $n-1$ 安全性校验通过。

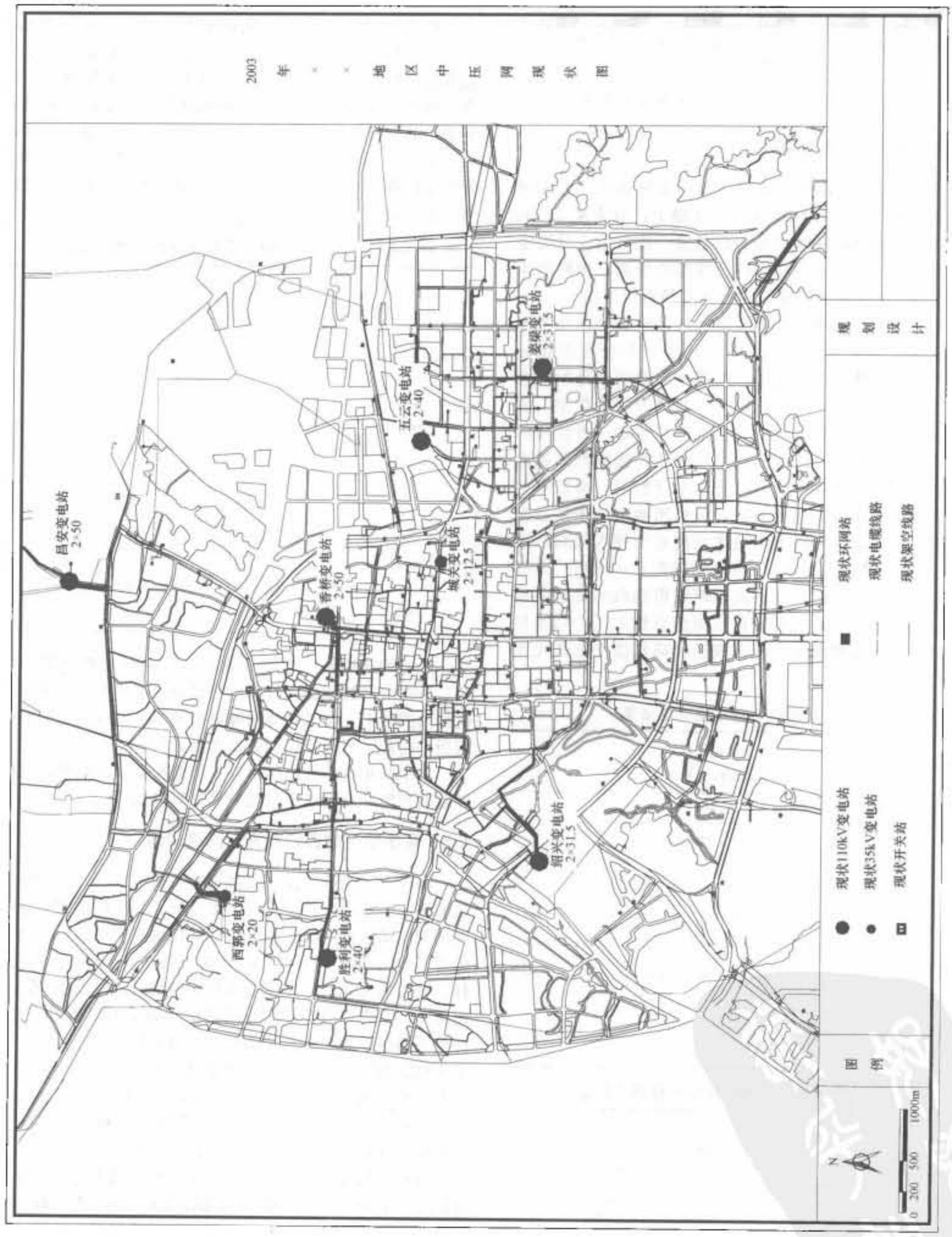


图 16.6-2　2003 年某城市中压配网地理接线图

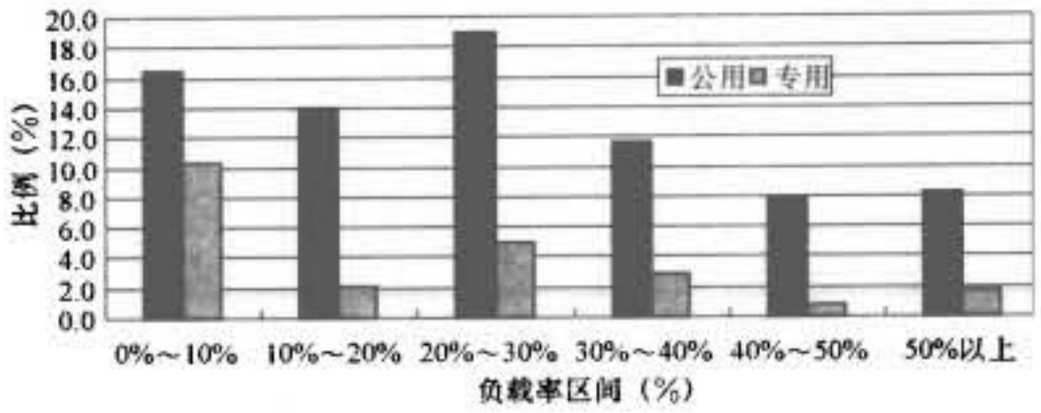


图 16.6-3 2003 年某城市 10kV 配电线路负载率分布

4.2 负荷及负荷分布预测

负荷预测是在把握历史电量、负荷发展规律，考虑地区城市建设和社会经济发展目标的基础上，对未来 5～30 年电力发展的预测，具体可分为总电量、总负荷、分类电量、分类负荷、负荷分布及负荷曲线等的预测，预测结果是规划区高、中压配电网建设与改造的最重要依据。

远景年饱和负荷预测是对规划区社会经济得到充分发展后的负荷水平的预测，一般可采用小区负荷密度指标法。首先，根据城市建设规划，把城市建设用地分为商业金融、行政办公、居民生活、医疗、教育等用地类型，所有用地以小区形式划分，每一个小区内只包含一种性质的用地；其次，对比国内或国际电力发展已经接近饱和城市的各类用地的负荷密度，同时考虑本地区特点，确定本地区负荷密度指标并录入规划系统的分类用地负荷密度数据库；再次，把电子版的城市用地建设规划图导入规划系统的负荷预测子系统，录入小区类型和容积率；最后，系统将计算完成远景年负荷预测。该示例城市选取的远景负荷密度指标见表 16.6-4，负荷分布预测汇总到大区的结果见表 16.6-5，由负荷预测子系统生成的负荷密度主题图见图 16.6-4。

表 16.6-4 某城市各类用地负荷指标选取结果

用地性质	单位建筑面积 负荷指标（W/m^2）
居住用地	40
工业用地	30
市政设施	5
文化娱乐	60
教育科研	50
商业金融	80
行政办公	50
医疗卫生	50
其他用地	5

表 16.6-5 2020 年某城市负荷分布预测汇总结果

大区编号	面积 （km^2）	负荷 （MW）	负荷密度 （MW/km^2）
A	3.29	63.28	19.23
B	8.16	156.86	19.22
C	8.84	264.03	29.87
D	8.40	171.59	20.43
E	7.58	168.20	22.19
F	7.62	204.90	26.89
合计	43.89	1028.86	23.44

5 年内电力发展预测对近期配电网的建设与改造具有重要意义。根据负荷及电量发展的规律主要采用历史数据外推的方法预测总量。把历史电量、负荷输入辅助规划系统的负荷预测子系统，采用增长率、时间序列、灰色系统模型等预测方法得到未来 5 年的电量、负荷初步预测值。由于电力发展过程中不确定因素的存在，通常预测出高、中、低三种方案，结合地区负荷特性，选取能最大程度反映地区电力发展趋势的方案作为主预测结果，另外两个方案可在对规划方案的负荷适应性校核时使用。下面是利用辅助规划系统的负荷预测子系统进行总电量预测的，部分结果分别见图 16.6-5、图 16.6-6 和表 16.6-6。由于工程实际中城市电量的统计和预测习惯采用亿千瓦时(10^8kW·h)单位，因此图表中也保留了实例所采用的电量单位。

表 16.6-6 某城市 2003～2008 年总电量预测结果

年 份	电量（10^8kW·h）		
	高方案	中方案	低方案
2003	26.22	26.22	26.22
2004	30.71	29.81	28.91
2005	34.91	33.11	32.01
2006	38.96	36.86	35.36
2007	43.79	41.19	39.49
2008	48.24	45.44	43.24

经过综合比较，选取中方案为总电量预测结果。总负荷、分类电量的预测过程与总电量预测过程相同。根据分类电量预测结果，参考其他同等规模城市不同行业的最大负荷利用小时数，可计算得到分类的最大负荷。

各中间年负荷分布由目标年负荷密度预测结果，结合小区发展程度和分类负荷预测结果计算得出。

4.3 高压变电站选址及高压网络规划

高压变电站选址是在各规划年负荷分布已知、地区容载比和变电站容量配置形式确定的情况下，由辅助规划系统的高压变电站选址定容子系统自动优化完成中压配电网络上级电源（110、63、35kV 高压配电变电站）的站址和容量选择。模型的优化目标是变电站及配电网络建设费用和运行费用最小。首先，在布有已有站站址和容量的负荷分布图上，选址子系统计算得到新建站的初始站址和容量；其次，规划专家结合地区实际情况对选址结果做出修正，确定最终的站址和容量；最后，由软件自动完成各变电站的供电范围划分。一般情况下应先进行远景负荷发展饱和时的变电站选址；接下来是中期选址，选址结果不得与远景选址结果冲突；最后进行近期选址，选址结果是中期结果的一部分。选址结果还必须与上一级输电网规划结果比较，不一致的站址和容量要做好沟通、协调，做到输电网规划和配电网规划的协调统一。高压配电变电站的上级电源主要由地区输电网规划确定，但配电网规划应给出调整建议。图 16.6-7 是示例城市的 110kV 变电站选址定容方案，该方案运用在新建延安、城南等变电站的过程中，图中放射线代表了变电站的供电范围。

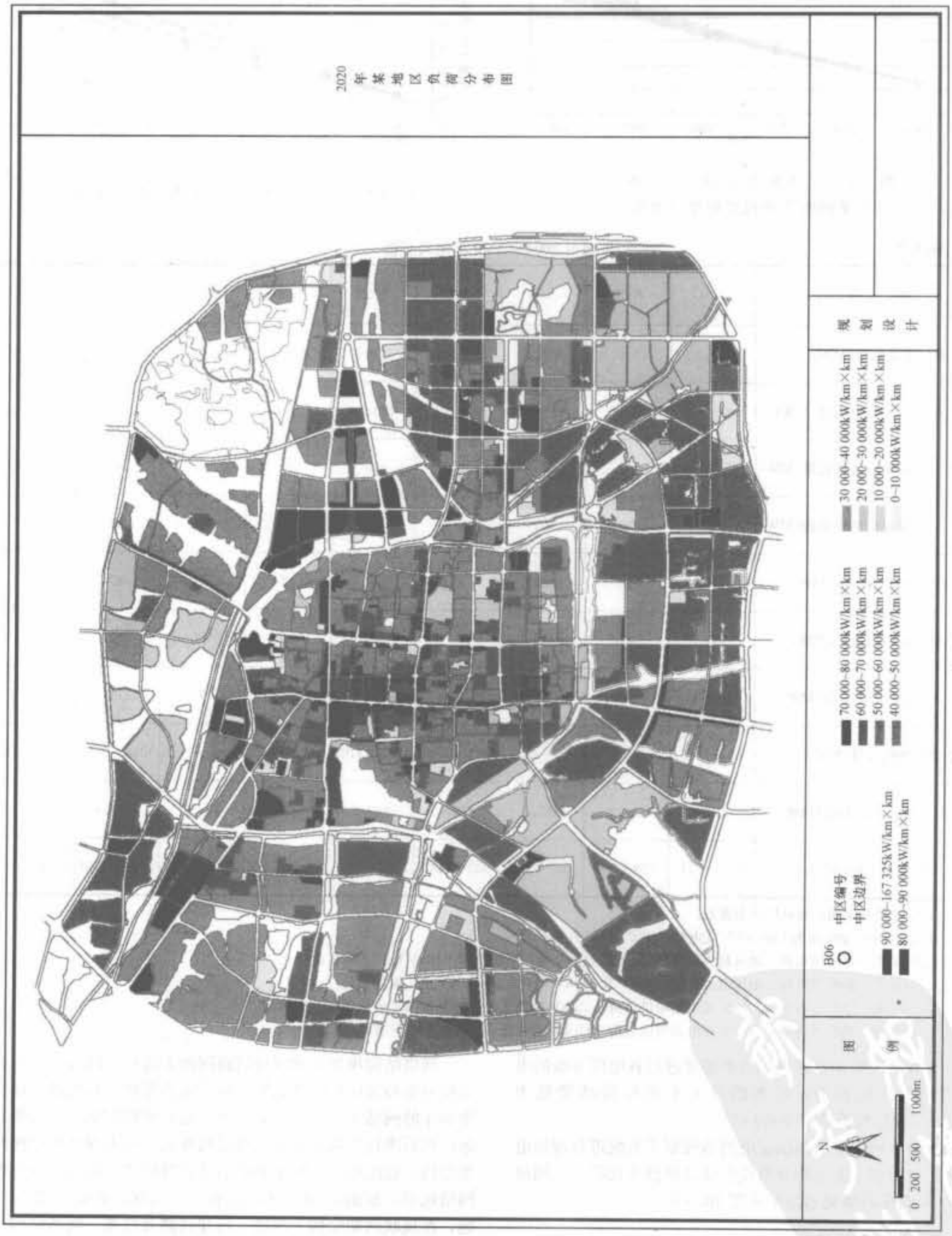


图 16.6-4　某城市 2020 年负荷密度主题图

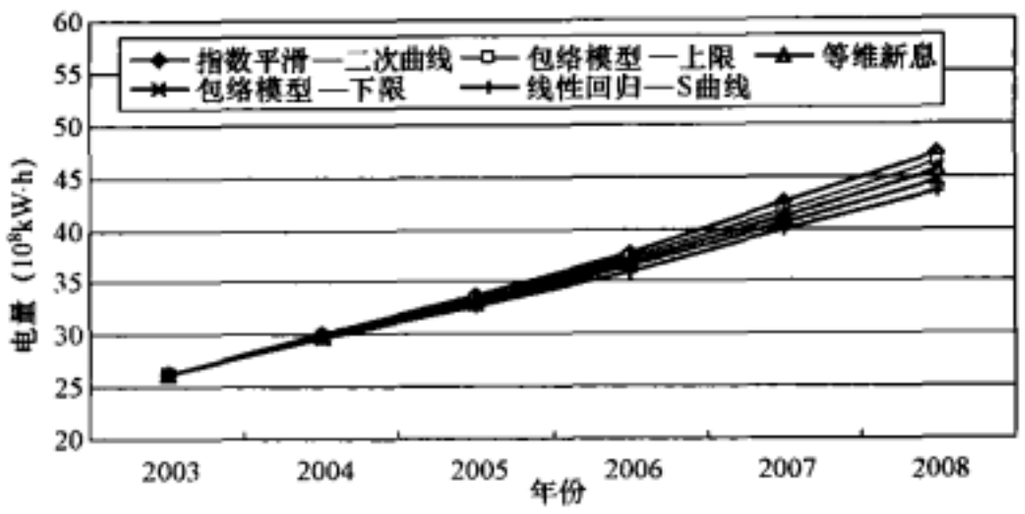


图 16.6-5 某城市 2003～2008 年总电量预测 5 种模型的预测曲线

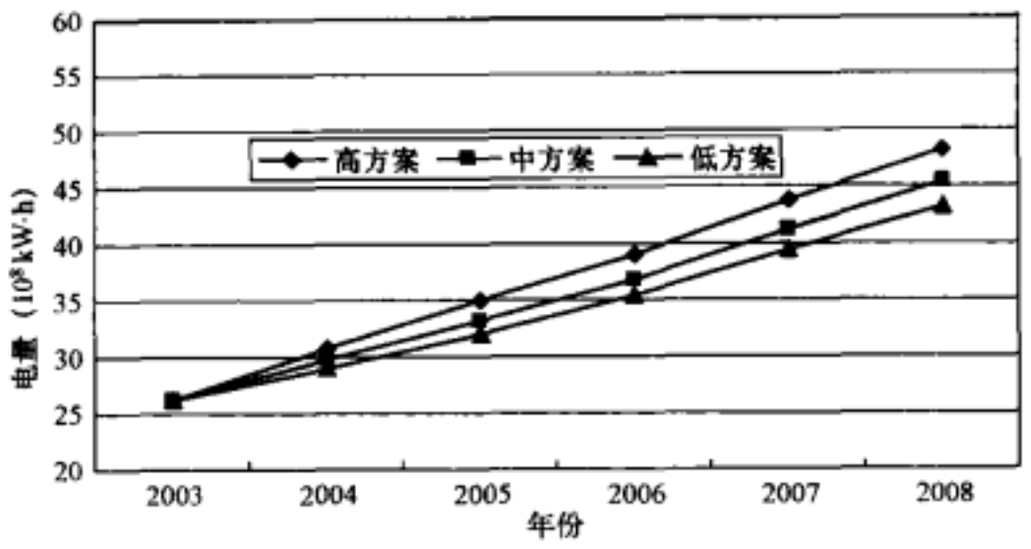


图 16.6-6 某城市 2003～2008 年总电量预测结果

表 16.6-7 某城市 2004～2020 年电力平衡

年 份	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
地区最大负荷(MW)	482.4	540	605.9	682.4	758.6	837.2	909.7	1343.3	1780.3
35kV 及 110kV 用户负荷(MW)	84.08	93.68'	118.54	120.99	123.54	126.21	129.00	144.86	164.53
35kV 及 110kV 电厂装机容量(MW)	90	90	90	90	90	90	90	90	90
35kV 及 110kV 电厂所供负荷(MW)	90	90	90	90	90	90	90	90	90
10kV 电厂装机容量(MW)	42	42	42	42	42	42	42	42	42
10kV 电厂所供负荷(MW)	42	42	42	42	42	42	42	42	42
220kV 变电站所供负荷(MW)	350.4	408	473.9	550.4	626.6	705.2	777.7	1211.3	1648.3
220kV 变电容量(MVA)	561～666	653～775	758～900	881～1046	1003～1191	1128～1340	1244～1478	1938～2301	2637～3132
110kV 变电站所供负荷(MW)	350.4	404.3	445.4	519.4	593.1	669.0	738.7	1156.4	1573.8
110kV 变电容量(MVA)	631～771	728～890	802～980	935～1143	1068～1305	1204～1472	1330～1625	2082～2544	2833～3462

注 1. 在电力平衡中地区发电厂认为满发。
2. 规划 110kV 变电站为 110/10kV 变电站，不带 35kV 负荷。
3. 220kV 变电站所供负荷＝地区最大负荷－35kV 及 110kV 电厂所供负荷－10kV 电厂所供负荷。
4. 110kV 变电站所供负荷＝地区最大负荷－35kV 及 110kV 用户负荷－10kV 电厂所供负荷。
5. 220kV 变电站所需容量＝220kV 变电站所供负荷×220kV 容载比，示例中 220kV 容载比取 1.6～2.1。
6. 110kV 变电站所需容量＝110kV 变电站所供负荷×110kV 容载比，示例中 110kV 容载比取 1.9～2.2。

对变电站选址和容量规划结果还要进行各电压等级的电力平衡和容载比校验，示例的电力平衡校验结果见表 16.6-7，容载比校验结果不再给出。

高压配电网络要由高压配电网络规划子系统进行理论电气计算，对规划方案进行分析校验或经济技术比较。示例地区 2020 年高压网络规划结果见图 16.6-8。

4.4 中压配电网络规划

进行网络规划前，应先制定适合地区特点，适应电力发展要求的配电网络规划技术原则，技术原则包括配网技术指标、架空入地原则、导线截面选择、设备选型、网络接线模式、公用线专线原则等方面内容。

网络结构规划在地区规划路网图上进行，以各水平年的负荷分布和高压配电变电站选址结果为基础。首先进行远景饱和年的网络主干结构规划，这是近、中期配电网发展的目标；然后进行中期水平年网络结构规划，考虑现状配电网网架结构，起配电网发展承前启后的过渡作用；最后进行近期网络规划，根据负荷发展，着重于解决现状网络存在的问题，在现状网架结构上改造、新建线路及设备。网络结构规划完成后，要进行潮流计算校验规划网络是否满足线路负载率、电压降、理论线损率、主变压器和线路 $n-1$ 校验等国家或地区导则要求。2020 年示例地区中压配电主干网规划地理接线见图 16.6-9，规划网络潮流计算结果见表16.6-8、表 16.6-9 和表 16.6-10。

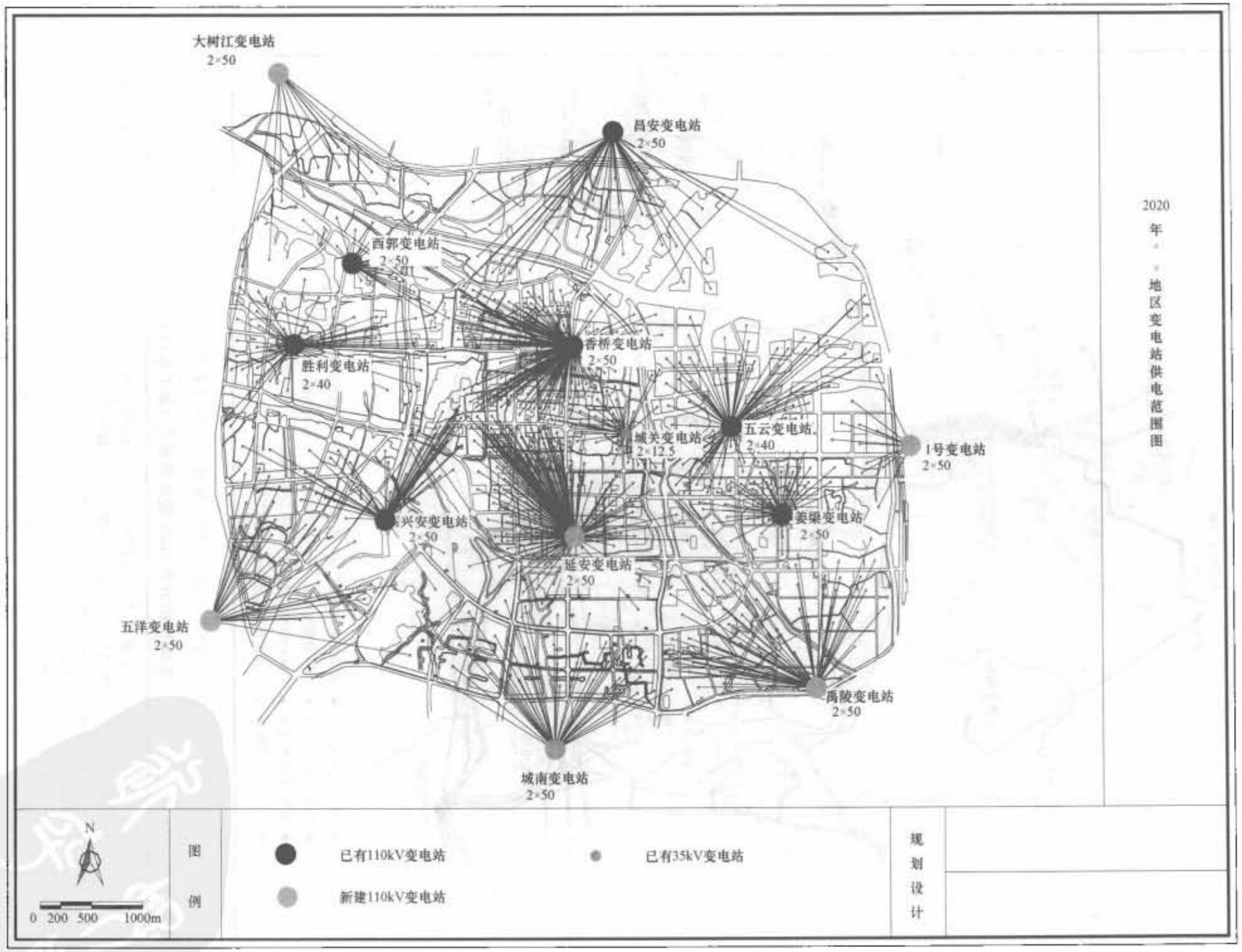


图 16.6-7 某城市 2020 年变电站选址结果

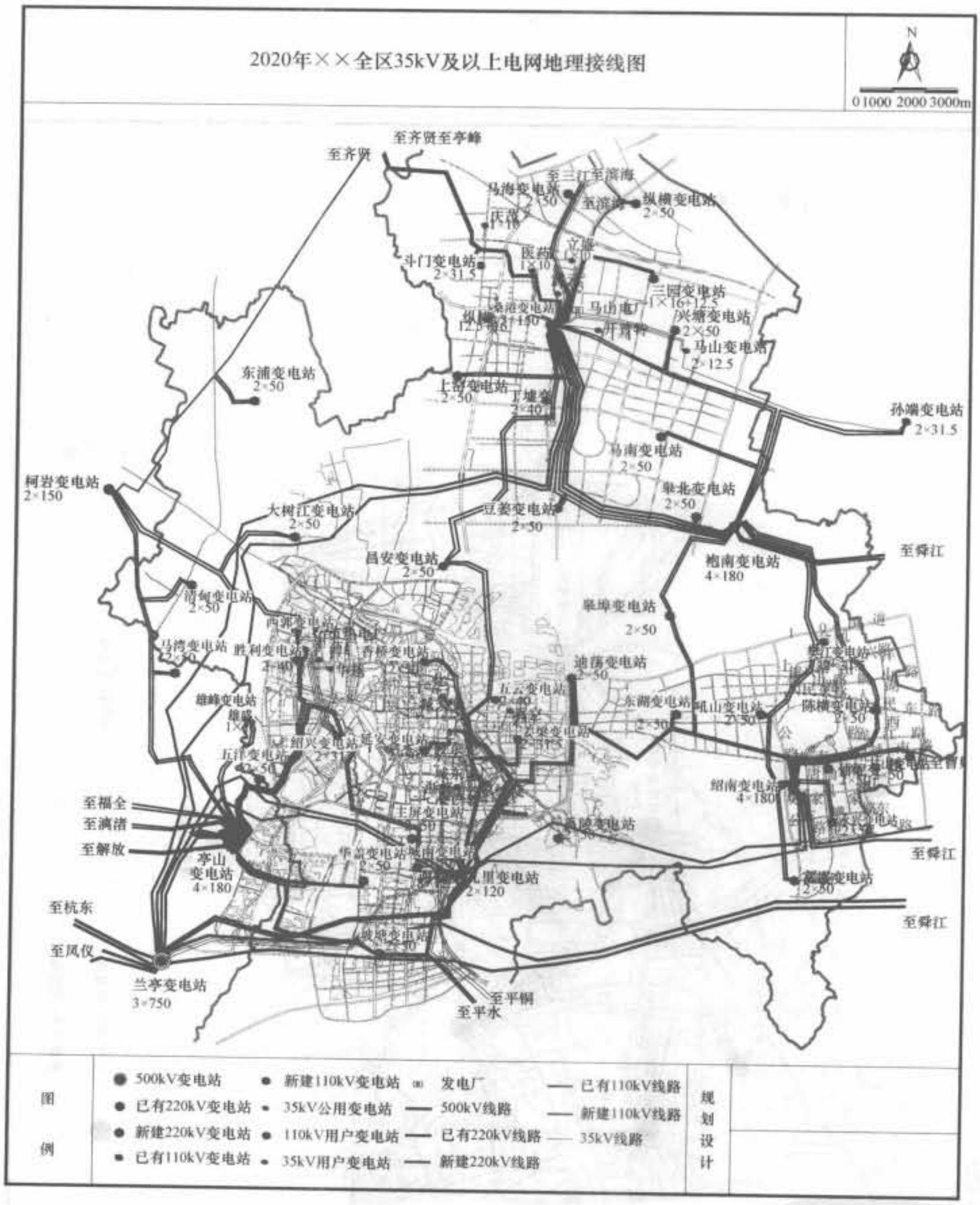


图 16.6-8 某城市 2020 年高压配电网地理接线图

表 16.6-8 **某城市 2020 年 10kV 配电网潮流计算汇总结果**

变电站	电压等级（kV）	主变容量（MVA）	线路所带负荷（MW）	线路平均负载率（%）	10kV 线损（kW）	平均线损率（%）
延安变电站	110	2×40	42.48	34.88	314.35	0.74
香桥变电站	110	2×50	51.96	44.18	420.88	0.81
五云变电站	110	2×40	36.32	36.03	272.40	0.75
…	…	…	…	…	…	…
合计	—	1091	457.15	38.60	3608.70	0.79

注 1. 线路平均负载率是该变电站所出线路负载率的算术平均值。

2. 平均线损率是该变电站所出线路线损率的算术平均值。

3. 线损率是系统在最大负荷时功率的线损率，不是电量的线损率。

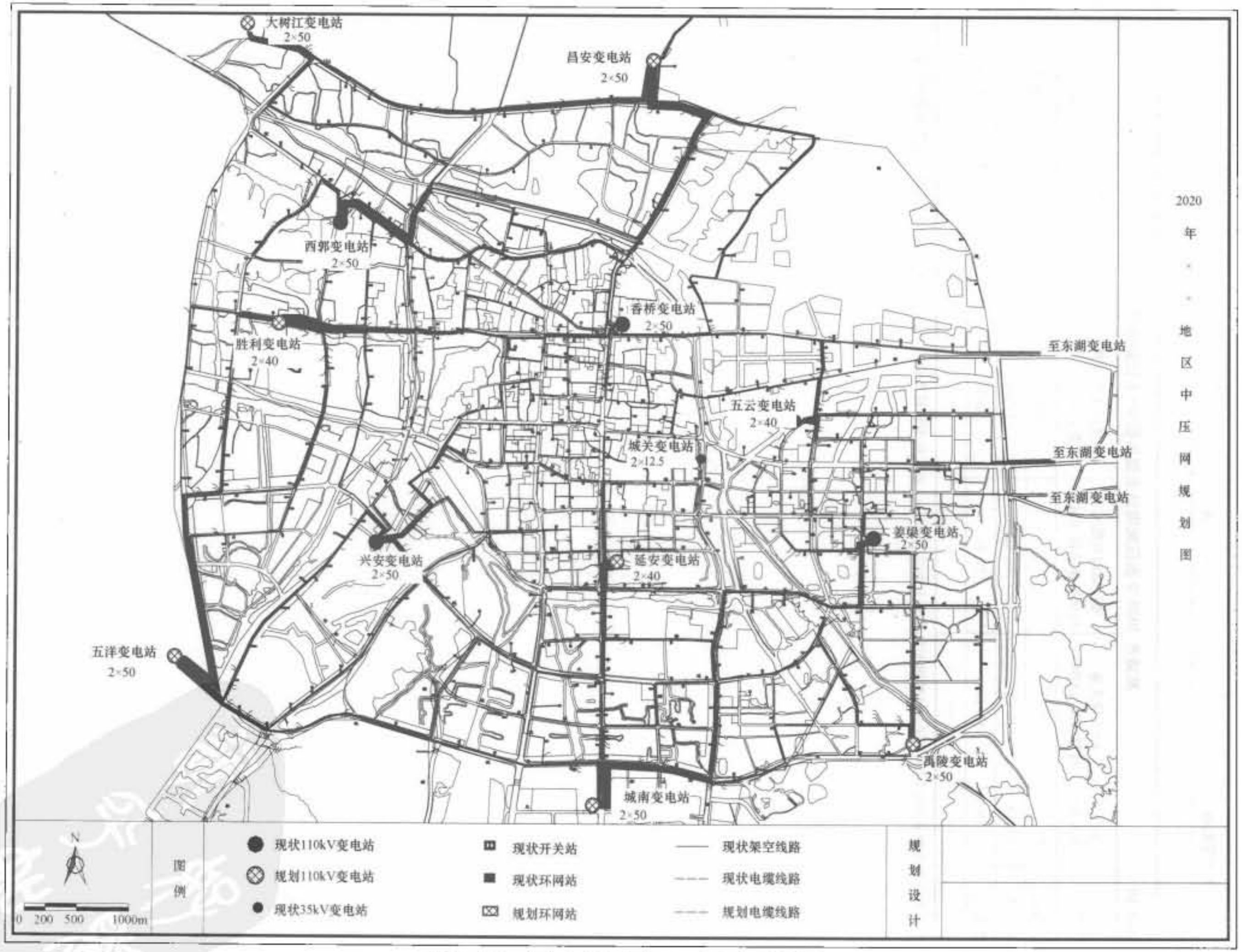


图 16.6-9 某城市 2020 年中压配电网地理接线图

表 16.6-9 某城市 2020 年各变电站供电范围内最低电压水平

变电站名称	线路名称	最低电压（kV）
延安变电站	延安 2 线	10.13
香桥变电站	香桥 11 线	9.95
五云变电站	五云 6 线	10.18
…	…	…

表 16.6-10 某城市 2020 年高压配电站主变压器 $n-1$ 校验结果

变电站	容量（MVA）	$n-1$ 最大需转移负荷（MW）	通过站内其他主变压器转供负荷（MW）	转供后主变压器负载率（%）	通过中压网络转供负荷（MW）	$n-1$ 校验结果
延安变电站	2×40	21.24	14.76	100%	6.48	通过
香桥变电站	2×50	25.98	19.02	100%	6.96	通过
五云变电站	2×40	18.16	17.84	100%	0.32	通过
…	…	…	…	…	…	…

注 当站内主变压器和中压网络共同能够转供的负荷大于主变压器 $n-1$ 最大所需转移负荷时，$n-1$ 校验通过，计算时主变压器功率因数取 0.9。

第 7 章　配电系统自动化

配电自动化系统是将实时的配电自动化与配电管理集成为一体的系统。

配电自动化系统是应用现代电子技术、通信技术、控制技术、信息技术 GIS（地理信息系统）、信息网络等技术，有机地将配电网实时信息、离线信息、用户信息、地理信息进行集成，构成完整的配电自动化及管理系统，实现配电网测量和监视、优化控制、故障管理、网络重构和配电可靠性管理、统计计算和分析、设备管理、用户管理，和调度自动化系统、电能计量系统、MIS 系统等其他子系统进行数据和信息交换。

配电系统自动化由配电自动化主站、配电子站、配电远方终端以及通信系统四部分组成。

配电自动化主站（Master Station of Distribution Automation System），是整个配电自动化系统的监控和管理中心，它由配电 SCADA 系统、AM/FM/GIS 配电管理系统、配电故障诊断恢复和配网应用软件系统（DAS）三个子系统组成。负责城区配电架空线路、电缆线路、开关设备、变压器、城区供电变电站、开闭所等运行状况的信息采集、存储、监视和控制，配电设备的信息管理、用户信息管理、资产管理、停电分析和统计、故障诊断、隔离和供电恢复、网络优化重构等。负责与所有配电自动化子站、配电终端进行数据通信，并与调度自动化系统、负荷管理系统等其他子系统进行信息交换。在调度配电一体化主站情况下，配电自动化主站除了以上功能外，还包括了所辖变电站的监控等。

配电自动化子站（Slave Station of Distribution Automation System），或称配电中压监控单元，是为方便通信系统组网、优化信息传输及系统结构层次、而设置的系统中间层，实现其本身及所辖范围内环网柜、开闭所、架空线路的信息汇集和处理，故障诊断和处理、通信监视等功能，负责把汇集的数据信息和状态信息发送到配电自动化主站，同时把配网自动化主站下发的命令发送到配电终端。配电自动化子站用于变电站和大型开闭所的监控。

配电远方终端（Remote Terminal Unit of Distribution Automation System），简称 RTU，是用于中低压电网的各种远方监测、控制单元的总称。包括配电开关监控终端 FTU（Feeder Terminal Unit）、配电变压器监测终端 TTU（Transformer Terminal Unit）、开闭所、公用及用户配电所的监控终端 DTU（Distribution Terminal Unit）等，负责数据的采集、存储和对一次设备的控制等。

配电自动化及配电管理系统主站，与配电子站、配电终端设备配合完成配电网的监测控制功能（SCADA）；故障检测、定位、隔离和供电恢复功能（DA）；利用地理信息（GIS）技术完成配电自动制图、设施管理功能（AM/FM）；以及如下配电基本应用软件功能：网络拓扑、状态估计、潮流计算、短路计算、网络重构、可靠性管理、线损管理等。

1　配电网通信与信息系统

配网通信是配电自动化系统的神经和桥梁，由于配电监控点分散，地形情况多种多样，有些地形比较复杂如高楼、山区等复杂地形，这些地理上的特殊性使得对配电自动化系统通信系统的要求都不同于其他系统，这也决定了配电自动化系统的通信系统不是由单一的通信方式组成，一般是一种由多种通信方式组合的通信系统。

1.1　配电自动化通信系统的特点与要求

配电网的通信系统有别于输电网。它的终端数量极大，但通道相对较短，而且配电自动化监控和管理系统的不同功能对通信的要求也有所不同。配电自动化通信系统为分层、分布式系统，与传统的调度自动化通信系统也有着很大不同。其特点为：

（1）终端节点数量极大。

（2）通信节点分散。

（3）分层多级的通信网络。

（4）单节点信息量小，汇集后信息量很大。

（5）不同类型的设备及数据的实时性要求不同。

针对配电网的上述特点，在选择配电自动化系统的通信方式时应综合考虑如下几点要求：

（1）高可靠性。配电系统的通信设备大多暴露在室外，需承受各种恶劣的自然条件的影响和电磁的干扰，同时还要考虑到维护方便，因此要求有高度的可靠性。

（2）良好的性价比。限于配电网一次设备的状况，通信系统的投资不能过大，并要能充分利用已有的各种通信资源；在追求通信技术先进性的同时，应考虑通信系统的费用，选择费用和功能及技术先进性的最佳组合，追求最佳性能价格比。

（3）实时性。配电网自动化系统是一个实时监控系统，必须满足实时性要求。在配电网发生故障时，具备快速保护与恢复能力。

（4）低运行维护成本。配电自动化通信终端众多，设计时要充分考虑操作维护的方便性，应易于建设、易于使用、易于维护。

（5）结构灵活、扩展方便。通信系统除了能满足目前的需要，还应考虑将来增长的需要。因此规划时应考虑足够的容量以及系统的开放性要求。

（6）通信接口规范，符合开放性原则，以保证不同厂家设备能够方便互联。

1.2　配电自动化通信方式

配电网自动化的通信方式按照传统的分类方法，可简单地分为有线方式和无线方式。有线方式包括架空明线或电缆、配电载波、电信本地网、租用电话线、光纤、有线电视网（CATV）、现场总线等；无线方式包括微波、无线电通信、无线扩频、卫星通信、数传电台、GPRS（CDMA）等。

1.2.1　光纤

光纤通信速度高、抗干扰性能好、可靠性高，它可以与电力电缆一起敷设，是一种良好的配电自动化通信方式。光纤适用于数据传输量大、通信速率快、可靠性要求高的场合，如用于控制中心与大型变电站 RTU 之间的通信，在市

区配电设备较集中的区域作为主干通信网。光纤具有通信速率高、可靠性高、不受环境气温的影响等优点；光纤通信的不足之处是投资相对较高，施工复杂，有时要结合城区道路规划进行。

1.2.2 无线电台

无线电台具有易于安装，成本低的优点，但适合平坦广阔的地区，不适于高层建筑物多的市中心及多山地区使用。无线电台开启时间长、传输速率低、受环境气温影响，难以满足高实时性控制的需要。

1.2.3 配电载波

配电载波（Distribution Line Carrier，DLC）借用配电线路作为信号传输通道，具有投资小、覆盖面广的优点。DLC 用于配电网通信需要注意解决的问题是：导致信号衰耗的多种因素，线路开关打开后的信号通路问题，阻抗不匹配问题。

1.2.4 音频电缆

音频电缆是早期配电自动化通信系统较经济和适用的通信介质，其布置及各通信端的连接无特殊要求，造价较低，容易实施。但传输速率较低，容易受环境的影响，尤其是与高压配电线路同杆架设时受强电磁场的干扰。适用于短距离通信。常把它用作为一个小区内配电变压器监控终端 TTU、自动读表等智能装置与配电子站、FTU 或其他数据转发装置的通信连接。

1.2.5 微波通道

微波在电力通信中发挥着重要的作用，对调度自动化和变电站综合自动化的数据传输有重要意义。微波频率为 1G 以上，属视距传输，它传输容量大，稳定性能好，同时由于微波通信在电力系统应用多年，已积累了丰富的经验。一点多址小微波系统应用多址技术和统计复用技术，信道利用率高，稳定性较好，可以多点传输，缺点是路由选择较困难、费用较高。

1.2.6 电话线

租用电话线是一种简单方便的方案。尽管一次性投资少，但运行费用较贵。租用电话线另一个缺点是通信通道独立性差，线路故障修复及维护要依赖于电信公司，不宜用于实时性要求比较强的场合。

1.2.7 GPRS

GPRS 是通用分组无线业务（General Packet Radio Service）的英文简称，是近几年在现有 GSM 系统上发展出来的一种新型的高效、低成本的无线分组数据业务。可以提供点对点、外围设备之间、外围设备与中心节点之间的通信方式，适用于信息互传、数据互备、远程监测等行业应用。具备瞬间上网、永远在线、传输速度快、按量计费、数据与话音传输自由切换等特点。适合于突发性、高频率、点多分散、小流量的数据传输。GPRS 网络的不足是：有时会发生包丢失现象；信道容量长发生变化；存在转接时延。GPRS 不适合作为配电自动化的主干网。

1.3 配电自动化通信方案的选择

通信是配电自动化系统的重要组成部分，对系统的实时性、可靠性及建设维护费用影响很大，应注意进行优化设计。

配电自动化通信网宜采用主干通道与小区分支通信网相结合的结构。选择数据量比较大的配电子站或线路 FTU 作为通信集中转发节点，集中转发附近小区内线路 FTU、配电变压器监测终端 TTU、自动读表终端等智能装置的数据。这样既可以优化通道配置，减少通道投资，又使得系统层次清楚，便于通道的建设、管理和维护。

对于个别由于距离远等原因数据不适合集中转发的终端，也可以单独采取适当的方式与上级通信。

主干通道可采用光纤（光纤双环自愈、光纤以太网）、无线扩频/无线数传电台（限于满足使用条件的地区）等通信方式与主站通信，而小区内分支通信网节点间可选用音频电缆、GPRS/CDMA、配电线载波（DLC）、低功率无线电等方式，可靠性要求比较高的线路 FTU 与数据集中节点之间可以采用光纤。

总之，配电系统通信方式的选择，应根据实际应用条件，因地制宜，综合考虑，并进行经济技术比较分析，根据不同实际情况选择不同的通信方式。

2 数据采集与系统监测

2.1 系统结构

配电自动化主站系统包括软件部分和硬件部分。

硬件部分包括计算机节点、通信设备以及其他辅助设备。系统的计算机节点一般包括 SCADA 服务器、历史数据服务器、前置采集服务器、调度员工作站、维护工作站、Web 服务器、DAS 服务器、GIS 服务器、报表工作站等。系统的通信设备一般包括主网的双交换机、数采网的交换机、管理网的交换机、物理安全隔离设备、路由器、终端服务器、通道切换板、通道 Modem 板、通信线、病毒防火墙等。其他辅助设备包括 UPS 电源、针式打印机、打印机、磁盘阵列、通信机柜、服务器机柜、GPS 天文时钟、大屏幕等。

软件部分包括系统软件、支撑平台软件和应用软件。系统软件包括操作系统、商用数据库等。支撑平台软件包括网络通信平台、系统管理、实时库、绘图包、地理信息系统平台等。应用软件包括前置采集、数据处理、SCADA 处理、调度员界面、数据维护、Web 浏览、报表、故障诊断隔离及其恢复、网络重构、配网应用软件与其他系统的接口等。

监测系统典型的逻辑结构示意图如图 16.7-1 所示：

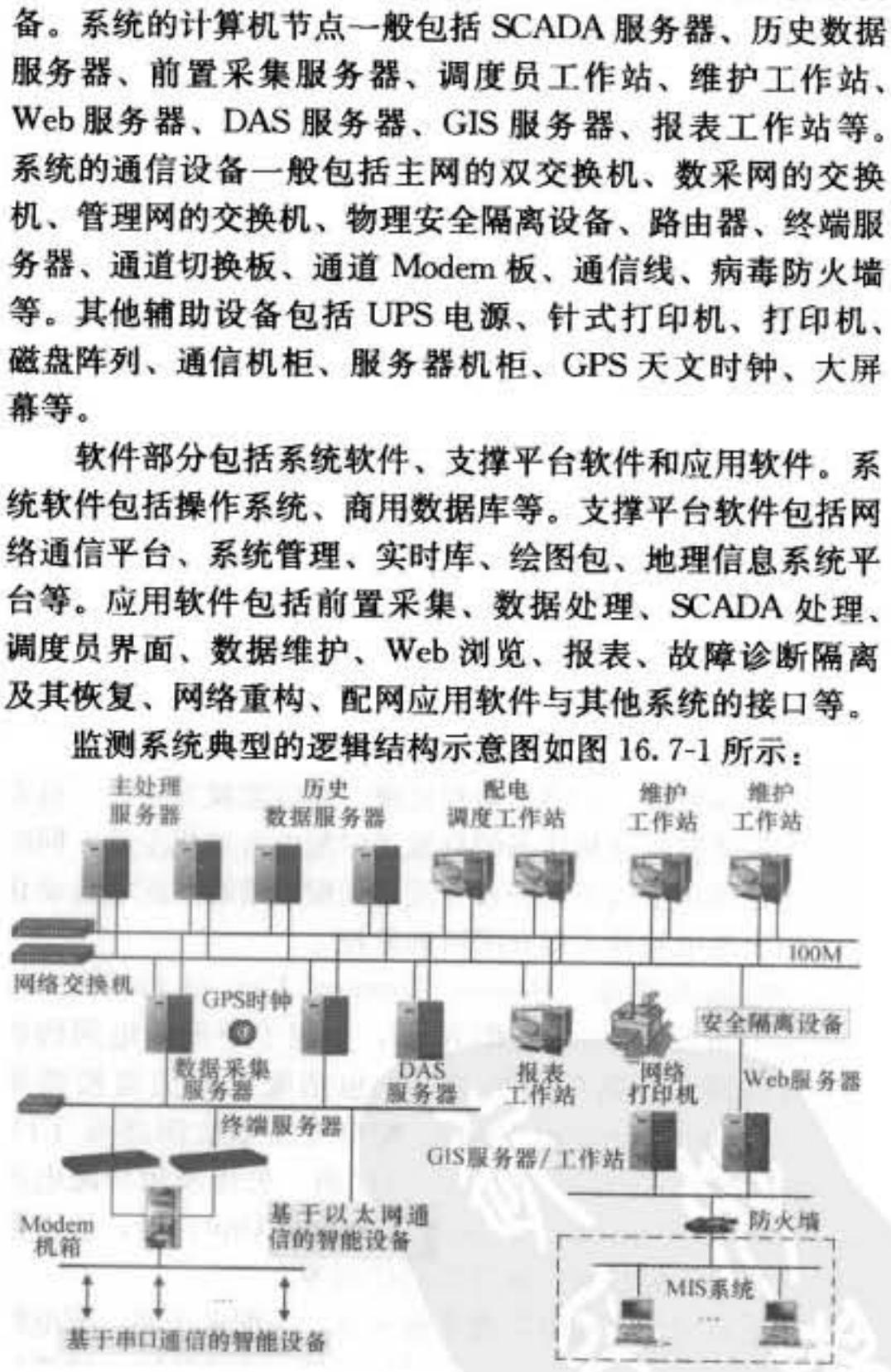


图 16.7-1 典型的系统结构示意图

2.2 数据采集子系统

数据采集子系统主要由前置采集服务器、终端服务器、Modem 板、GPS 天文钟、切换板、路由器、大屏幕、通信机柜及相应的数据采集网络等构成。

数据采集子系统可根据实际要求灵活配置，可以采用独立的数据采集网，也可以不采用单独数据采集网。采用数据

采集网的优点是可以将采集数据与主干网数据隔离开来，减少主干网上的生数据通信流量，从而减小主干网的网络负载。

数据采集子系统一般采用终端服务器来接入基于串口通信的智能设备，一是利于采集容量的扩充，二是提供网络通信方式。

图 16.7-2～图 16.7-5 介绍了四种常用的前置采集体系结构。

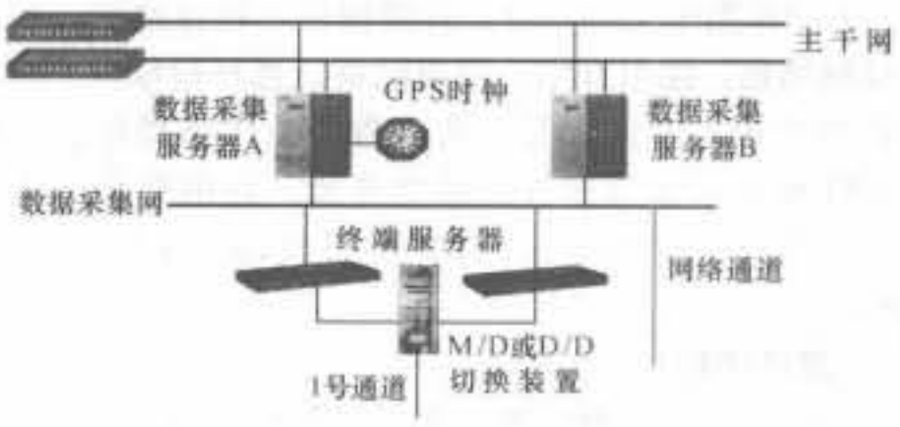


图 16.7-2　采用数据采集的单通道接入方式

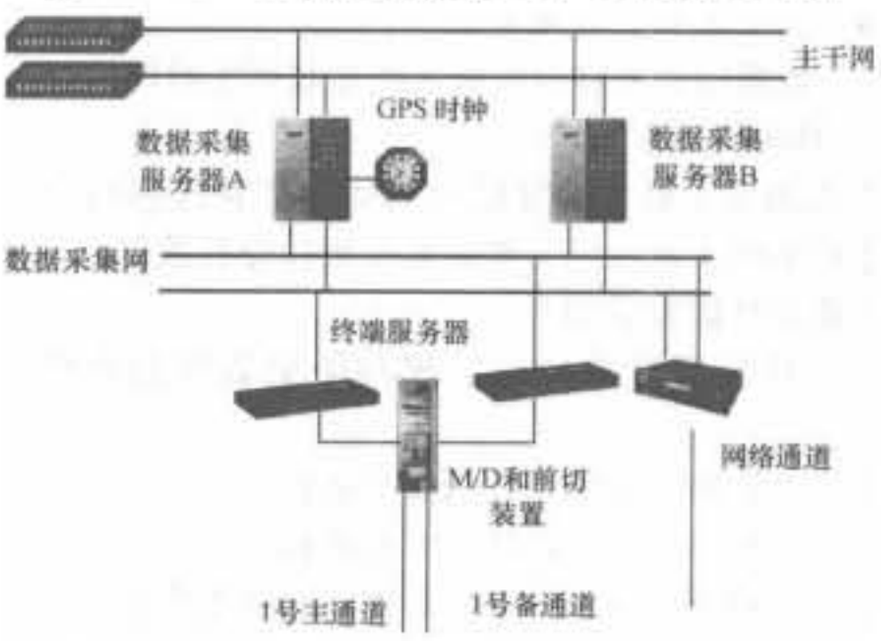


图 16.7-3　采用数据采集的双通道接入方式

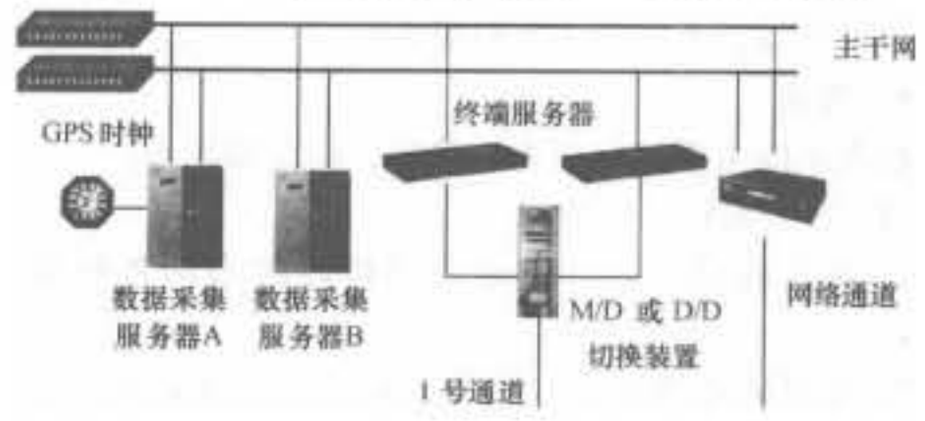


图 16.7-4　不采用数据采集的单通道接入方式

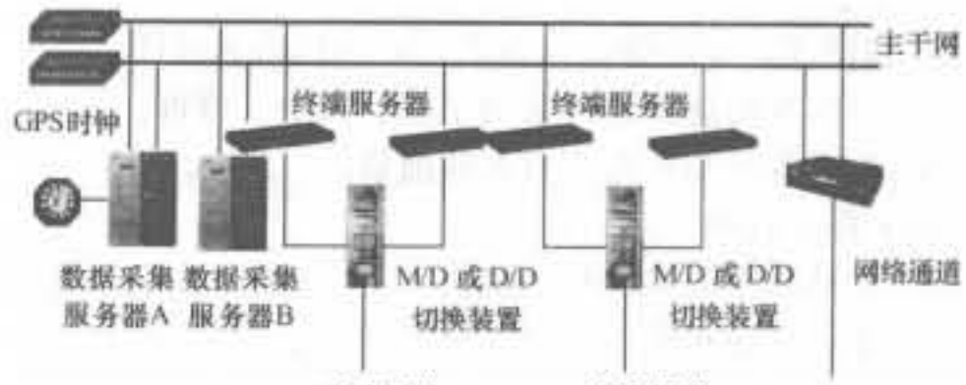


图 16.7-5　不采用数据采集的双通道接入方式

基于串口通信的智能设备经过 Modem 板以及通道切换板接入终端服务器，若通信系统提供双通道，可以利用前切装置将双通道合并为一个输出，再接入 Modem 板，这样可以减少 Modem 板和数字切换板等设备；基于网络通信的智能终端设备通过路由器或直接接入数据采集网或主干网。

上述各种采集结构方式都是为了保证采集的可靠性，使主备通道、主备采集服务器、甚至各个通信端口都能自动切换、冗余备用。

两台前置采集服务器按主备方式运行，主要用于数据采集及预处理，通信原码监视及转发，以及向远方智能终端设备下发控制命令，完成对断路器、隔离开关、变压器档位的远方控制。两个前置机之间通过网络相互进行监视，实现自动和手动切换。自动切换根据系统的运行状态自动完成，手动切换则根据运行需要强制改变原运行状态。

数据采集系统常用的规约有 IEC 101、IEC 104、DNP、CDT 92等，其中 IEC 101、IEC 104、DNP 均是问答式规约，具有主动上报平衡方式，一般用于配电自动化系统与配电子站或 FTU 的通信，CDT 92 是轮询式规约，一般用于系统与变电站 RTU 的通信。

数据采集系统将接收到的规约报文经 SCADA 处理后送给系统的实时库，供系统实时显示并作为历史数据存入历史数据库。

2.3　系统监测

配电自动化主站的另一个功能是实现对配网系统的监视和控制，包括以下九个部分。

2.3.1　网络通信平台

网络通信平台实现对整个自动化系统中的节点、进程、功能及权限等进行分布化管理，以维护系统的完整性和可用性，提高系统运行效率。

系统应实现分布式系统的协调运行，采用软总线技术，提供位置透明的通信手段；隔离操作系统和硬件平台的相关性，保证系统的灵活扩充性；为应用和用户提供良好的管理、运行、开发环境。

2.3.2　系统管理

系统管理应提供人机界面，实现通信管理、配置管理、资源监视、节点与进程的监视与告警、手工全网对钟、故障诊断等。

2.3.3　实时数据库

实时数据库专门用来提供高效的实时数据存取，实现电力系统的监视、控制和电网分析。实时数据库管理应具有下列特性：

(1) 可维护性：应提供数据库维护工具和图形界面，以便用户在线监视、增减和修改数据库内的各种数据。

(2) 并发操作：应允许不同任务对数据库内的同一数据进行并发访问，要保证在并发方式下数据库的完整性和一致性。

(3) 可扩展性：用户可对实时数据库的结构进行增改，生成新实时数据库或数据库结构子集。

(4) 一致性：系统应保证不同数据库之间的数据的一致性，当任一数据库的数据被合法修改后，所有的数据库应同时自动更新。

(5) 多态性：应能够建立多种数据集，用于如应用程序开发、培训、测试、研究和计算等。

(6) 有效性：应提供数据库存取和操作的安全服务，具有检查数据有效性的能力，任何无效的数据都不应接受。

(7) 标准性：应支持 SQL 标准，用户能够使用标准 SQL 语言访问实时数据库。

2.3.4　绘图包

绘图包平台软件应是一个功能强大的图形编辑器，用于生成和编辑配网自动化所需要的各种画面（系统图、单线图、地理图、棒图、饼图、中文表格、历史数据和趋势曲线图等）。

绘图包应具有图模库一体化功能，在绘图的同时置库建

运行。

理的过程，并且可以人工参与，使故障排除后，调度员可以

模，同时支持全局拓扑和局部拓扑两种拓扑生成方式。

绘图包和网络通信平台一起保证全网图形的一致性，绘制出来的图形在 UNIX 和 WINDOWS 操作系统下应具备跨操作系统边界的能力。

2.3.5 数据处理

(1) 模拟量处理，包括：

1) 工程量转换。

2) 数字滤波。

3) 零漂处理。

4) 多源数据处理。

5) 数据质量判断，未被初始化的数据、可疑数据、不刷新数据及不可用数据及人工置数数据都有不同质量标志。

6) 置“0”处理，可以将测量值与指定的开关信号或测量值关联，不符合条件的将被置“0”。

7) 自动旁路代功能。

8) 人工置数。

(2) 状态量处理，包括：

1) 事故判别。

2) 报警处理。

3) 合理性检查，根据状态与量测值的逻辑关系来检查。

4) 防抖动处理。

5) 人工置状态。

(3) 电量处理，包括：

1) 积分累计电能。

2) 人工设置电能值。

3) 日总供电量、网供电量和网损计算。

4) 对累计的各种时段的电量进行日、月、年统计计算。

5) 对累计的各种时段的电量按不同费率进行电费的计算。

(4) 统计计算，包括：

1) 系统及各厂站有功功率总加、无功功率总加、电能量总加。

2) 电压合格率、频率越限时间累计计算。

3) 日、月、年负荷峰谷值、平均值和负荷率计算。

4) 功率因数、发电出力、用电负荷、交换功率等计算。

5) 总加负荷的超欠计算。

6) 安全天数自动计算。

7) 终端设备月停运时间、停运次数及动作率计算。

8) 遥控、遥调次数和动作率计算。

9) 对用户提供的各种公式进行计算。

10) 电容器的日、月、年投切率计算。

(5) 控制和调节，包括：

1) 控制范围包括断路器、电容器投切、变压器分接头、无功补偿装置、FTU 蓄电池充放电等。

2) 具有操作坐席、权限设置。

3) 控制过程遵循选点—校验—执行等步骤。

4) 支持序列控制。

5) 具有防误闭锁功能。

6) 形成操作记录。

(6) 事故追忆（PDR）：

1) 事故追忆是数据处理的增强性功能，它是指在一个特定的事件（扰动）发生后，可以重新显示扰动前后系统的运行情况和状态，使调度员能对事故进行必要的分析。

2) 系统具备全部采集数据（模拟量、开关量等）的追忆能力，完整、准确地记录和保存电网的事故状态，主要有快照断面数据、趋势数据、状态变化的数据等。

2.3.6 调度员界面

(1) 安全措施：通过权限级别控制使用者访问系统的能力及其操作范围，可以根据不同控制区域设置不同控制权限。

(2) 采用统一的窗口风格、画面格式及画面功能，跨操作系统边界。

(3) 系统的性能监视：通过画面、棒图、饼图等各种直观的手段显示配电网系统和自动化系统各设备的运行、告警信息。

(4) 操作类型：有取反、挂牌操作、挂接地线、拉闸开始、拉闸结束、限电开始、限电结束、选择检修区、检修开始、检修结束、停止告警、恢复告警、代路操作、遥控操作、升降操作、批量遥控、保电开始、保电结束、人工置数、人工变位、设置清除、保护装置投切、保护定值整定、屏幕拷贝等。

2.3.7 数据维护

(1) 应是方便易用的图形化界面工具。

(2) 维护的数据类型有：设备参数、量测参数、系统设置参数、历史数据、采集参数。

(3) 数据增加或修改后能在线加载到实时库中。

2.3.8 Web 浏览

Web 浏览主要为领导层和其他生产管理部门提供显示电力生产实时工况、历史数据以及统计分析数据。

功能及性能要求如下：

(1) 具有实时数据的监视和历史数据的查询、统计功能。

(2) 不影响自动化系统的安全运行。

(3) 具有与自动化系统相同的画面。

(4) 客户端程序基于 PC 和 Windows 平台。

(5) 最大用户数能够满足设计要求。

(6) 提供访问权限控制。

(7) 可以完整打印图形和报表。

2.3.9 报表

报表系统主要包括报表的编辑、打印和发布。

(1) 报表编辑，包括：

1) 可在线简单、方便建立和修改报表的各种格式及数据。

2) 可定义各种运算、函数、表达式，任意插入、删除表格各项目，具有剪贴板功能。

3) 图文混排，有专用的图形编辑器，用以生成曲线、棒图、饼图等，并能够嵌入报表，还可以嵌入位图。

4) 可以方便选择各种常用字体、大小、修饰。

5) 生成各种与数据库有关的前景。

(2) 报表打印，包括：

1) 支持常用的各种打印机。

2) 支持打印预览。

3) 定时及召唤打印。

4) 可打印到最大为 A3 幅各种规格尺寸的报表。

5) 可定义到指定打印机上打印输出。

6) 汉字编辑、显示和打印。

(3) 报表发布，包括：

1) 报表制作完成后可以按照用户的要求在硬盘上存放。

2) 定时发送当日报表。

3) 定时发布昨天的报表。

4) 可以手工发布任一天的报表。

5) 可向系统节点上的任一台或多台机器（Windows 或 Unix）发布表单。

3　馈线自动化

馈线自动化是配网自动化系统的基础功能和重要内容，监控范围主要针对的是中压（10kV）配电网，并关联变电站及低压（0.4kV）电网，主要完成馈电线路的监测、控制、故障诊断、故障隔离和网络重构。其主要功能有：运行状态监测、远方控制和就地自主控制、故障区隔离、负荷转移和网络重构下的恢复供电等。

3.1　馈线自动化的作用

实现馈线自动化的主要目的是改善电能质量，提高管理水平，降低运行成本，更重要的是提高供电可靠性。具体作用主要体现在以下几点：

（1）提高供电可靠性：事故情况下，及时诊断故障点位置，并自动有效地对故障区段进行隔离和对无故障区段进行恢复供电，从而缩短停电时间。

（2）改善电压质量，以最优电压提供用户。根据配电网中的无功和电压情况，系统可自动投切电容器，使电压和无功始终处于最优状态。

（3）为配电管理等高级功能提供基础数据，可以使管理及维护人员适时地掌握馈线运行状态（如开关的开合状态，负荷电流，事故发生的情况等），并可减轻维护人员的劳动强度。

（4）提高供电企业的管理水平和工作效率，改善用户服务质量。

3.2　馈线自动化对相关设备的要求

馈线自动化主要由馈电线路、一次设备、监控终端及通信四部分组成。下面从馈线自动化的角度，对馈电线路、一次设备及监控终端这三方面进行说明。

3.2.1　馈电线路

健全的馈电线路是实现馈线自动化的基本前提，没有好的电网和电网结构是不可能真正实现馈线自动化的。以馈线自动化为出发点，合理的馈电线路应该是：

（1）至少具备双电源，对供电密集区甚至要考虑构成多电源供电系统。

（2）干线恰当分段、恰当联络。分段原则是：根据具体情况，实现负荷相等、线长相等、用户数量均等。且应考虑投资效益，一般线长在 3～5km 以内的宜分 3 段；线路更长时，分段不宜超过 5 段。

（3）馈电线路要连接成环网（或网格状网），保持开环运行。

（4）配电网主干线及主要支线导线允许通流容量应有一定的裕度，根据发展规划（一般为 5～10 年）一次选定。当环网供电负荷互带时，所带负载应满足载流量和电压降的要求。

（5）负荷密集区和重要区域加设环网柜或开闭所。

3.2.2　一次设备

馈线一次设备主要是指馈线上使用的各种 10kV 开关，包括断路器、负荷开关、环网柜、联络开关、重合器及分段器等设备。为了实现馈线自动化，这些开关都应具备当地操作和远方遥控的功能。由于馈线故障停电时，开关有可能需要操作，因此还应考虑到交流失电情况下开关操作电源的提取，现在大多取自馈线监控终端的备用电源。

馈线一次设备除了开关之外，还有电压/电流变换器。一般都是使用传统的电压/电流互感器。这种互感器的缺点是体积大，成本高。但负载能力强，能提供各种开关的操作能量，更主要的是它的输出接口简单标准，能与各种监控终端配套，通用性强。近几年出现了电压/电流传感器装置，这些传感器体积小，造价低。但其负载能力比较低，输出信号微弱，对 FTU 输入阻抗有特殊要求，甚至需要监控终端对幅值或相位进行校正，通用性比较差。

3.2.3　监控终端

馈线监控终端不仅要具有常规的遥测、遥信和遥控功能，还应具备故障电流检测功能。至于保护跳闸、重合闸等功能，考虑到馈线监控终端恶劣的运行环境，这些功能应该尽量由变电站出口开关来实现。

馈线监控终端还应提供备用电源，以解决馈线故障停电时的供电问题。一般采用直流可充电蓄电池组，备用电源为开关操作机构及监控终端提供电源，在交流电源停电时蓄电池应能维持一段时间（一般要求≥8 小时）的工作。

馈线监控终端一般是户外安装，这就需要有很好的高低温性能（一般要求－40℃～＋85℃），并具备较强的防磁、防震、防潮、防尘、防腐蚀能力。监控终端还应做到体积小、质量轻、功耗小、价格低廉、便于安装。

3.3　馈线自动化的实现层次

配电主站、配电子站、馈线监控终端是构成国内配电自动化的三个主要环节。馈线自动化以遥测、遥信及遥控功能为基础，以实现馈线故障处理功能为主要目的，馈线故障处理功能可以分别在配电主站、子站以及馈线监控终端这三个层面上来实现。

3.3.1　主站监控式馈线自动化

主站监控式馈线自动化是指完全由主站实现馈线故障的处理。配电主站是配网自动化的控制中心，通过多种通信方式，将所有馈线层配电终端 FTU 信息直接传送到主站，将主站下发的控制命令直接发送到馈线层 FTU，不经过中间环节，实现配电网的数据采集、处理、控制和配电网分析。

在主站的数据库中，对全局的馈线拓扑按照一定的逻辑关系形成馈线拓扑数据库；在主站的图形界面上，形成直观的馈线拓扑图。发生故障后，FTU 上传故障信号，主站根据馈线拓扑数据库和收到的故障信号，确定故障点位置，然后对故障馈线两端开关下发控制分命令，进行故障区域的隔离，在判断故障隔离成功后，主站对故障线路的出口断路器和联络开关发控制合命令，最终恢复非故障区域的供电。在故障处理的过程中，在主站的图形界面上会直观显示故障处理的过程，并且可以人工参与。待故障排除后，调度员可手动对原故障馈线两端开关发控制合命令，进行短时间合环运行，调度员对联络开关发控制分命令打开联络开关，恢复电网原工作状态。

这种基于主站的馈线自动化方案能够快速可靠地处理故障，在十几秒到几十秒的时间内隔离故障区域，在几十秒到几分钟内实现恢复供电。主站能够基于配电网全局的拓扑信息给出全局最优的故障负荷转移方案，并且会对故障处理的每一个过程形成备份文件，以便日后查询分析。

这种方案的缺点是对配电网通信的依赖性较强，当通信系统发生故障或控制中心故障，有可能导致整个系统通信瘫痪。但随着稳定可靠的光纤通信方式的普及，为这种方案提供了有利的可靠性保障。

3.3.2　子站监控式馈线自动化

配电子站通常位于变电站和大型开闭所，它对变电站就

近的馈线监控终端，形成区域化的管理。将馈线的故障诊断和隔离功能分放至配电子站完成，减弱了馈线故障诊断和隔离对主站的依赖。为了保证馈线故障处理功能的完整性，一条馈线的所有信息都需要接入同一子站，包括馈线两端的变电站出口开关的信息。

但是，配电子站只管理就近区域，不能根据全局馈线的需要进行负荷转移及恢复非故障区域的供电。基于全局的网络拓扑和分析还要依赖主站系统完成。

3.3.3 终端监控式馈线自动化

终端监控式馈线自动化是由馈线监控终端及开关进行当地的馈线故障处理。根据开关的不同，又可以分为重合器方案和分段器方案。

重合器方案在配电早期使用比较多。重合器根据动作判据的不同，又可以分为电流重合器和电压重合器（即通常所称的电压型开关）。电流重合器的特性是过流跳闸/失电压延时跳闸/延时重合闸，并具备在满足永久性故障判据时自动分闸闭锁的功能，以隔离故障点。电压重合器的特性是失电压跳闸/得压延时合闸，并具备在满足永久性故障判据时自动分闸闭锁的功能，以隔离故障点。这种方案对开关开断能力要求较高，有可能多次重合到永久故障点，短路电流对系统冲击较大。

分段器方案中一般是分段器与重合器配合使用。分段器可以记录通过的故障电流的次数（一般设定的最大计数次数为 3 次），达到设定的计数次数后，在重合器跳闸时，分段器跳闸隔离故障线路。因分段器在重合器跳闸期间跳闸，无需开断负荷电流，大大延长了寿命。但分段器的特性决定了它不适合用于主干线，大多使用于分支线，或线路结构简单的偏远地区。

终端监控式馈线自动化最大的优点是故障处理可以不依赖于通信系统（但日常管理还是需要通信系统的），开关动作不需要后备电源。但这种方式缺乏全局观念，恢复非故障区域供电时不能保证负荷合理转移，而且要求变电站出口开关具备多次重合闸功能，电网运行方式也要比较固定（因为运行方式改变后要到现场修改动作参数）。特别是电压型开关与常规的开关设备差异较大，需要制定特殊操作规程。

3.4 小电流接地系统的单相接地故障处理

我国绝大多数配电网采用中性点不接地或经消弧线圈接地，这种接地方式，在发生单相接地故障后，规程允许带故障运行 2h，由于非故障相的电压升为线电压，长时间运行有可能导致绝缘破坏，因而需要快速实现故障定位。

由于不接地系统和谐振接地系统故障特征差异较大，其接地选线技术的原理也不尽相同。常用的接地故障选线技术为：零序电流法、零序功率方向法、绝缘监视法、谐波选线法、有功分量法、能量函数法、零序导纳法、首半波法、暂态选线法、电流增量法、信号注入法。

馈线自动化是电力系统发展到一定阶段的必然产物，随着电力市场及用电水平的提高，配电网面临着一场新的改革和发展，馈线自动化将进一步得到完善。

4 负荷监测与控制

4.1 基本情况

负荷是构成配电系统的基本组成部分，负荷的监测与控制是配电系统运行和实现自动化的重要内容，其含义是指在线采集配电系统中负荷点的运行数据，对系统运行状态进行监视，并在需要的时候对负荷点采取控制措施。在高压配电系统中，变电站综合自动化很普及，同时建立了较完善的以光纤为主的通信通道，负荷监测与控制一般通过 SCADA/EMS 实现远程集中监控。本节将重点介绍中低压配电系统的负荷监测与控制。

中压配电系统的负荷点数量一般比高压系统高 1～2 个数量级，而单个负荷点的负荷相对很小，负荷的重要性一般也低于高压系统，因此在中压配电系统中，负荷监控装置装设的普及程度远低于高压系统，低压配电系统中则装设得更少。但是，随着用户对可靠性和供电质量的需求日益提高，中低压配电系统的负荷监控将得到快速发展。配电自动化系统中的标准负荷监控设备是 TTU 和 DTU，但由于造价高，致使配电自动化在中压配网中尚未大规模应用。然而，为满足一些现实需求，在配电系统负荷点上出现了很多其他类型的数据采集与控制终端，包括配电变压器监测仪（配电变压器监测仪）、大用户的负荷控制（负控）、电能质量监测装置、配电变压器无功补偿控制装置等。根据负荷监控的含义，甚至电费计量表也属于该范畴。下面重点介绍国内最普遍的配电变压器监测、负荷控制以及未来的智能量测监控终端。

4.2 配电变压器监测

配电变压器监测是指对配电变压器的运行数据进行的实时采集监测，监测内容主要包括电压、电流、有功、无功、功率因数、频率、油温等基本参数，通过统计计算还能得到电压偏差、电压合格率、三相不平衡度、电量、最大值、越界次数时间等信息。现场监测任务由安装在配电变压器低压侧的配电变压器监测仪完成，配电变压器监测仪一般在居民、商业及小工业用户共用的公共配电变压器上，有时也安装在用户专用配电变压器上。配电变压器监测的管理部门是供电企业生产技术部门下属的单位，主要负责低压台区管理。配电变压器监测系统的主要功能是监测功能，包括数据采集、存储、发送、报警；有的终端还具有一些扩展功能，例如，线损监控与窃电报警、电量计量或校核、负荷控制、谐波监测、无功控制等。

国内配电变压器监测大致经历了两个发展阶段。第一代产品出现在 20 世纪 90 年代初，其功能主要是实现数据的采集，这一代产品不具备远程自动抄报数据的功能，在国内电力部门得到了一定规模的推广使用。第二代产品出现在 20 世纪 90 年代末期，主要特点是采用了远程数据传输技术，利用的通信方式有光纤、电缆、载波、无线电、GSM 网等。其中最有代表性的是基于公共移动通信技术的产品。该技术依靠社会公共通信资源的共享，相对传统的配电自动化通信技术，资金投入与实现难度大大降低，具有很大的推广可能与实用价值。首先应用的是基于短信 SMS 的配电监测装置，2000 年以后逐渐出现了功能更强大的基于 GSM/GPRS 技术的装置。

典型的配电变压器监测系统一般由数据采集终端、通信系统、软件系统三部分组成，如图 16.7-6 所示，图中系统采用了 GSM/GPRS 的通信方式。

4.3 负荷控制

负荷控制是负荷管理的基础技术手段，也是保障供电安全的技术手段之一。负荷控制终端主要安装在大用户（例如 50kVA 及以上）的配电变压器低压侧，主要任务指根据电

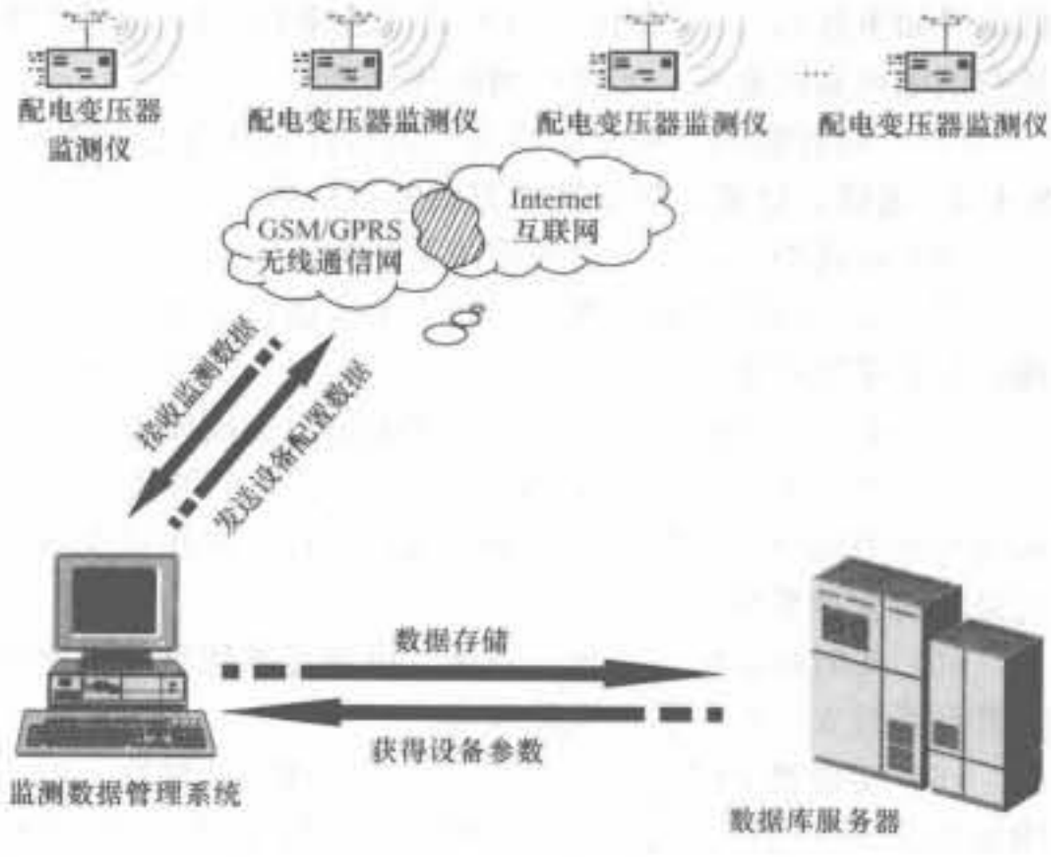


图 16.7-6　配电变压器监测系统构成

网负荷情况及用户用电负荷申请，进行合理的负荷分配和控制。负荷控制的管理机构一般是供电企业用电营销部门的负荷管理控制中心，典型负荷控制方式如下：

供电企业与用户制定用电计划后，将负荷指标下载并安装到各用户现场的负荷控制器中。当某用户的实际负荷超出分配给它的定额时，控制器自动向监控中心报警，该用户的名称、地点、负责人、联系电话等信息自动显示在电脑屏幕上。值班人员可立即与该用户联系，要求其主动降低负荷，或采取其他措施迫使其降低负荷，当负荷减低到规定值以下时，系统将显示该用户的报警已解除。

除限电外，负荷控制内容还包括当电压偏差、三相电压不平衡度、电网谐波等指标越限时，发出报警或控制指令。

营业部门可通过负荷控制系统下发催交电费通知单，及时回收电费；而控制中心根据长期积累的用户用电历史数据及负荷曲线，作为负荷预测模型的数据源，为地区电力负荷进行短、中、长期的负荷预测提供依据。负荷控制系统是实施计划用电、节约用电、安全用电的技术手段，在用电管理现代化实现的进程中起到越来越重要的作用。在需求侧实现电力市场化之后，用户可依据节点电价自行确定用电方式，可提高系统需求弹性。

4.4　智能量测监控终端

配电系统中负荷点上各类型的监控终端及其后台软件是根据供电企业各部门自身业务的需求而建立的，缺乏从配网运营管理全局的角度进行统一规划协调，因此存在重复投资、管理维护成本高、数据用途单一、共享程度低等不足，并导致了很多实际问题。例如，配网合环操作能避免短时停电，但目前配电调度系统还无法实时或准实时得到各节点的数据，因而不能准确地计算潮流、实现安全的合环操作；又例如，高峰负荷期间，调度发现某条馈线负荷增长将危及安全，却无法直接完成该线路部分大用户的减负荷操作，还必须人工联系大用户管理部门才能完成。

为解决上述问题，开始出现了新的多功能合一的智能量测监控终端。这种智能终端应提供电能计费、远程实时监测、运行管理、电能质量、负荷控制方案、无功优化、电量审计、分布式发电、用户参与的需求侧管理、负荷特性分析等综合功能。这些功能已经涵盖目前各种单一用途终端的功能。智能终端还应具有自动组网的无线通信功能，低压配网终端能够利用例如 Elster 900M LAN 技术自动组成近距离的无线局域网，数据汇总到中压终端后可利用电话线、射频广域网（RF WAN）、GSM 通信网等来远距离传送数据。大用户配置的智能终端还应配有企业能量管理系统软件（EEM），提供丰富用户能量管理的功能。智能终端及其后台软件，国外称为高级量测体系（AMI），是构成下一代配电系统和实现高级配电自动化（ADA）的要素之一，已有部分国外制造商能够提供这样的产品，但是目前在国内还没有应用。

5　高级配电自动化

配电系统对社会稳定、国家安全和经济发展至关重要。基于这一认识，国际上许多电力科研单位开展了高级配电自动化（Advanced Distribution Automation，ADA）项目研究，以便帮助电力部门开发更加经济、安全、有效的配电系统。

5.1　配电系统的发展

传统的配电系统被设计成仅具有一种功能——分配电能到末端用户，而未来配电系统有望演变成一种功率交换媒体，即它能收集电力并把它们传送到需要的地方，同时分配它们。因此将来它可能不是一个“配电系统”而是一个“电力交换系统（Power Delivery System）”。它具有如下鲜明的技术特征：

（1）配电系统中含有电源。

（2）协调无功电力装置和局部配电系统电容器的全系统无功控制。

（3）同输电系统和高压配电系统特性相协调的局部负荷的电能质量控制。例如，由输电事故引起的电压下陷控制和由诸如电容器投切这样的操作引起的暂态过电压控制。

（4）支持全系统要求的局部负荷控制和能量储存措施。例如，同局部负荷和分布式电源相协调的支持系统预想事故的减负荷。

5.2　高级配电自动化（ADA）与传统配电自动化（DA）的区别

ADA 系统要实现在所有参与者和所有系统元件之间的能量与信息交换。电源和电力用户之间的界限将变得模糊不清，在一天内会有几次需要在这些作用之间灵活地进行转换。将通过数据和信息的交换实现基于动态电价而非静态电价的电能“供应”和“使用”。

ADA 明显的不同于传统的配电自动化（DA）。传统的 DA 主要考虑基本的配电电路投切功能的自动化。而 ADA 则是为了改善系统关键性的运行，而实现配电系统所有可控设备和功能的完全自动化。在 ADA 中各种各样的元件都是可共同使用的，且为了运行系统已准备好了通信和控制能力。故而，ADA 将是配电系统基础设施的一次革命性的改变，而不是 DA 的简单的增量式的改进。况且，这种改变将以一种革命性的方式发生，因为这意味着在先前系统上的大量投资和技术进步的加速。

5.3　ADA 的组成

ADA 概念的两个关键的组成部分是：

（1）实现 ADA 系统监视和控制功能的开放式通信体系结构。

（2）从使电网成为可供各元件共同使用的电气结构这一观点出发的再开发的电力系统。

这两部分彼此相辅相成，共同构成未来的配电系统。

5.4 ADA 中的新技术

5.4.1 电气和电子技术方面的新技术

（1）分布式能源，含分布式发电和储能。

（2）可从遍布系统的装置和元件收集电气行为信息的新型传感技术。

（3）用于在实际事故发生之前识别系统和设备问题的监视和分析技术。如，配电故障预警技术、电容器故障识别技术和调节器故障识别技术等。

（4）配电系统的电能质量改善技术。如，配电电压恢复器 DVR，静止无功补偿器 STATCOM 等。

（5）用于快速清除故障、系统重构和无暂态开合（Transient-free Switching）的固态断路器和开关。

（6）必须用 ADA 协调的末端用户系统的负荷管理技术。

（7）将同 ADA 协调的末端用户设施电能质量改善技术。

（8）同末端用户系统详细特性相协调的、可供智能应用的高级量测能力。包括：实现新通信结构和具有集成智能应用（即全系统的完整控制）特性的传感和监视，含故障定位、设备诊断等功能的智能变电站监视，用于网络重构和某些行为优化的分布式监视，以及同全系统的控制和行为评估系统相集成的用户系统监视。

（9）高级电气系统图形，如：微型电网、有专门用意的孤岛化、环型的低压配电、直流环状母线和高级的配电网。

（10）系统重构的自动投切系统。该系统可针对不同的扰动（如事故）、负荷条件、分布式电源条件、以及电能质量和供电可靠性要求，实现电网的优化运行。

（11）以智能的万用变压器为代表的智能电力电子装置。

5.4.2 通信、计算和信息技术方面的新技术

（1）开放的、标准化的通信体系结构。

（2）安全的高级通信媒介，如，无线通信、动力线载波通信和卫星通信等。

（3）用于工作过程管理的开放式的信息交换模型。

（4）用户入口（Consumer Portal）。它是个可实现配电系统与电力用户间友好合作达到双赢的接口，在我国现阶段它是负荷管理系统。

（5）实时状态估计和预报系统。可通过预想事故快速仿真进行系统安全性评估与风险预报。

（6）实现整个配电系统效率、资产管理、可靠性、电能质量和安全性优化的高级控制系统。如，故障的自动定位和隔离系统、自动配电网络重构系统、自动无功电压控制系统和继电保护装置的协调系统等。

（7）实时定价系统。

（8）通过集成智能监视系统、用户信息系统和带有预测工具的资产管理和工作管理系统，实现基于各个系统特定要求的投资与维修的优化。

需要强调的是，配电系统的未来和 ADA 都不是可以选择的。分布式电源的可靠性和使用的必要性、电气可靠性和电能质量的日益增长的重要性以及世界经济的全球化和自然资源储量的减少所造成的经济压力是这种改变背后的推动力。带有这些特征的电网现在已有多种称呼，例如："Smart Grid"、"Intelligrid"、"Self Healing Grid" 等。

第 8 章　配电能量管理系统

1　网络拓扑辨识

1.1　功能简介

配电网络中的各种设备通过不同功能用途的断路器或刀闸连接起来，组成配电系统。要对配电系统进行及时有效的分析，就要把这种物理上的网络连接关系，转换为计算机分析可利用的数学模型：母线—支路模型。网络拓扑辨识根据各个设备之间的连接关系以及各个开关、刀闸的实时开合状态，动态生成能够正确描述网络结构的数学模型。网络拓扑辨识是配电网络分析软件诸多功能模块中最基本的一个功能模块，是其他应用分析的基础。通过图 16.8-1 可以看出网络拓扑与其他各个模块之间的关系。

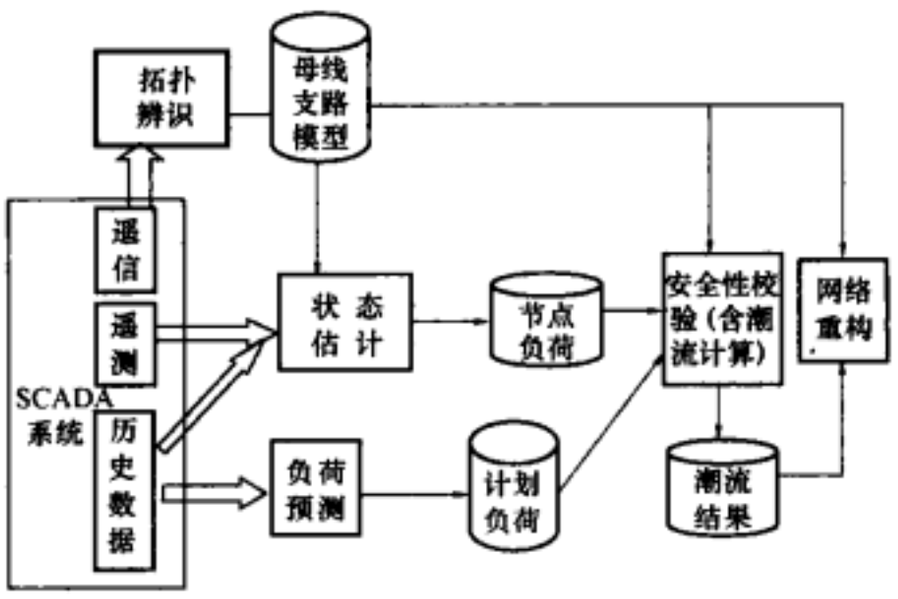


图 16.8-1　网络拓扑与配电网络分析
其他模块之间的关系示意

1.2　配网拓扑辨识算法的原理

在计算机分析中，配电网络可以用图这种数据结构来描述。在网络拓扑辨识的母线分析阶段，节点对应的就是图的顶点，闭合的断路器、刀闸对应的就是图的边；在电气岛分析阶段，母线对应的就是图的顶点，支路对应的就是图的边。不论是母线分析还是电气岛分析，对应的都是连通图的遍历过程。图的遍历算法包括深度优先搜索和广度优先搜索，两种算法的时间复杂度是相同的，不同之处仅仅在于对顶点的访问顺序不同。

1.2.1　深度优先搜索

从图的某个顶点 v 出发，访问此顶点，然后依次从 v 的未被访问的邻接点出发，深度优先遍历图，直至图中所有和 v 有路径连通的顶点都被访问到。若此时图中尚有顶点未被访问到，则另选图中一个未曾访问的顶点作起始点，重复上述过程。

1.2.2　广度优先搜索

从图的某个顶点 v 出发，访问此顶点，然后依次访问顶点 v 的各个未曾被访问的邻接点，然后分别从这些邻接点依次访问他们的邻接点，并且使“先被访问的顶点的邻接点”先于“后被访问的顶点的邻接点”被访问，直至图中所有已被访问的顶点的邻接点都被访问到。若此时图中尚有顶点未被访问到，则另选图中一个未曾访问的顶点作起始点，重复上述过程。

1.3　配网拓扑算法设计和实现

网络拓扑辨识算法就是基于图的深度优先搜索或广度优先搜索来实现的。本文以广度优先搜索为例来说明拓扑搜索过程。

1.3.1　数据准备

网络拓扑辨识需要的原始数据主要包括：

(1) 节点—开关关联表：描述开关与节点关系的数据表。

(2) 节点—支路关联表：描述支路与节点关系的数据表，支路包括线路、变压器、串联电容器与串联电抗器等。

除了上述基本信息外，在拓扑算法中还要用到一些中间数组和结果数组，主要包括：

(1) 母线—节点关联表，按母线顺序存放各母线包含的节点，此表在节点形成母线时生成并使用，形成岛时也使用此表。

(2) 岛—母线关联表，按岛顺序存放各岛包含的母线，此表在母线形成岛时生成并使用。

(3) 节点信息表，存放节点相关信息，主要域包括：节点所连开关在节点—开关关联表的起始位置、节点所连支路在节点支路关联表的起始位置、节点所属母线、节点访问标志等。

(4) 母线信息表，存放母线相关信息，主要域包括：母线所包含节点在母线节点关联表的起始位置、母线所在岛等。

1.3.2　拓扑流程

整个拓扑过程分为两步：

(1) 母线分析：首先建立描述开关与节点间的关联关系的节点—开关关联表，搜索节点—开关关联表，把通过闭合开关连在一起的一组节点合并成一个母线。形成母线的方法如下：从一个节点出发，搜索与该节点相连的所有开关，如果开关闭合，且开关的对端节点未被访问过，把节点所属母线置为当前母线号。本节点搜索完毕，再搜索当前母线关联的下一个节点，直到当前母线内所有节点搜索完毕为止，形成一个母线。所有节点都已经访问，形成母线过程结束，最后生成母线—节点关联表，用以记录母线与节点之间的对应关系。母线分析流程如图 16.8-2 所示。

(2) 电气岛分析：原理上同母线分析一样，也是深度或广度搜索的过程，只不过对应母线分析中的节点—开关关联表，建立的是母线—支路关联表。母线—支路关联表描述了母线和支路之间的关联关系，通过搜索母线—支路关联表，把通过支路连接在一起的母线合并为一个岛。最后生成岛—母线关联表，用以记录岛与母线之间的对应关系。电气岛分析流程如图 16.8-3 所示。

1.4　提高拓扑算法效率的改进方法

配电网络在结构上规模极为庞大，这就要求拓扑算法必须快速、高效，否则无法及时响应众多断路器、刀闸的变

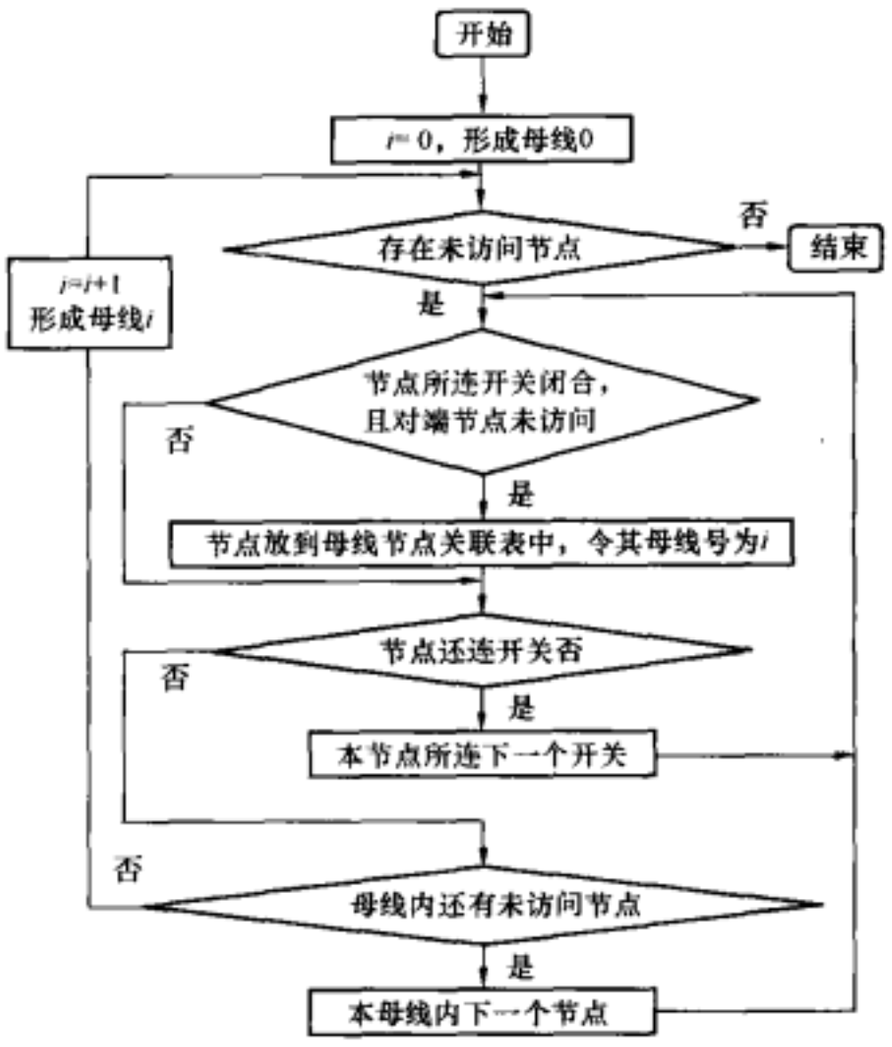


图 16.8-2 网络拓扑辨识形成母线的流程

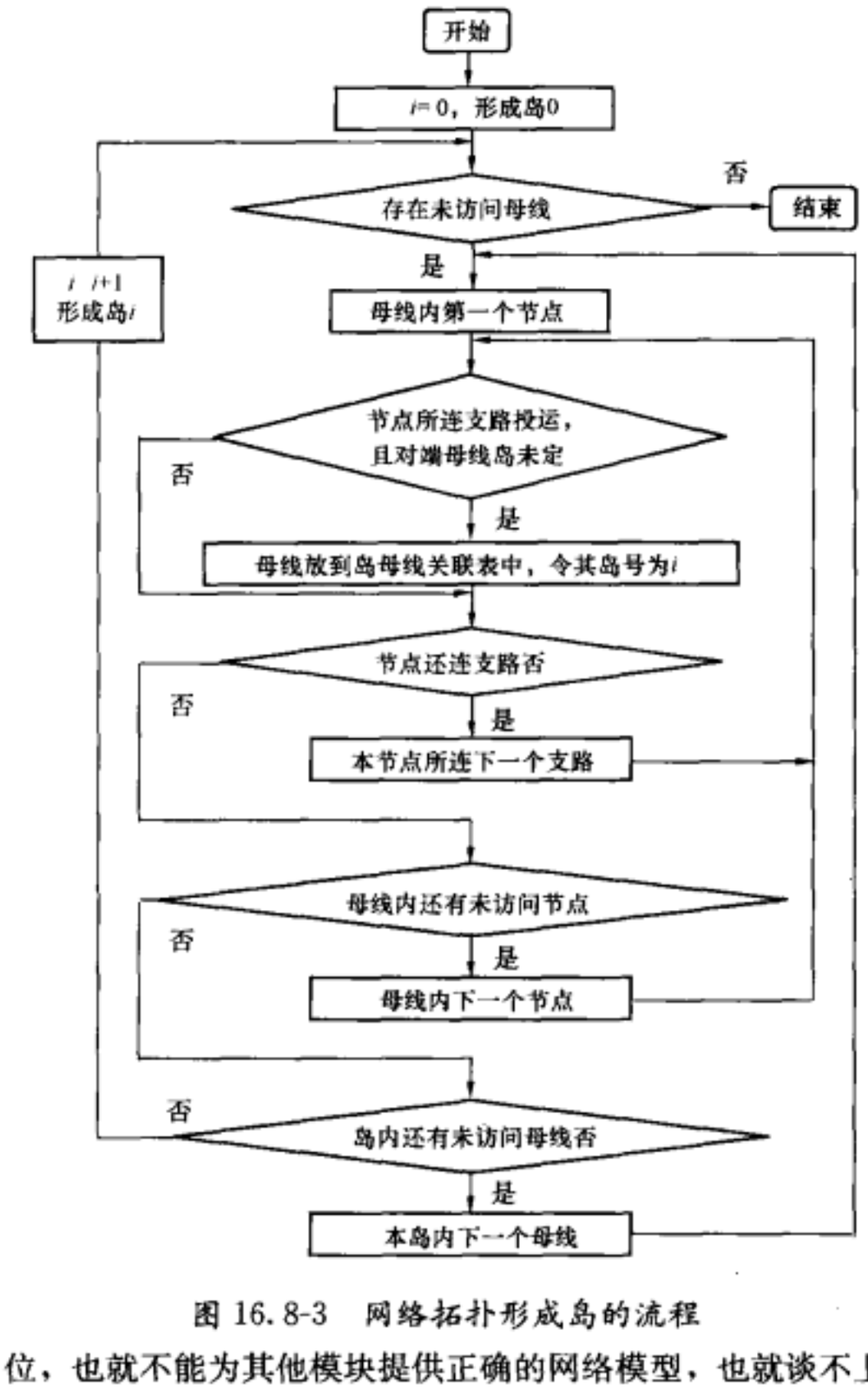


图 16.8-3 网络拓扑形成岛的流程

位，也就不能为其他模块提供正确的网络模型，也就谈不上对配电网络进行实时监控、分析。除了编程时对代码进行优化，还要对标准的拓扑算法采取一定的改进措施，以提高网络拓扑辨识算法的执行效率。

1.4.1 对节点—开关关联表按节点排序

对节点—开关关联表按节点排序后，在母线分析过程中，搜索范围就可以只限定在节点所连的开关数据范围内，缩小了搜索范围，可以有效地减少搜索时间。在节点—开关关联表中，虽然开关状态一直是变化的，但节点和开关的关联关系是不变的，不需要在每次网络拓扑辨识时都对节点—开关关联表重新排序，可以把对节点—开关关联表的排序工作在首次全网络拓扑时进行，把排序结果储存起来，以后网络拓扑辨识可以直接使用，这样可以大大提高网络拓扑辨识的速度。

1.4.2 局部拓扑

由于配网系统规模庞大，断路器、刀闸的数目巨大，如果每个开关的变位都要重新计算全网的拓扑，必然导致算法不能及时响应。而实际上某个断路器变位影响的往往只是和它关联的局部网络，因此，在全网拓扑结果的基础上，根据某个变位的断路器，进行局部拓扑，用局部拓扑结果对全网拓扑结果进行修正，一样可以达到与全网拓扑一致的结果，这样就可以极大地提高算法的执行效率。采用了局部拓扑功能的网络拓扑辨识算法，可以满足大规模配网系统对拓扑算法执行效率的要求。

2 状态估计

完整可靠的数据集合是对配电系统进行准确分析的基础。由于配电数据采集系统（主要是配电 SCADA）采集的实时测量数据不齐全，同时存在着量测数据不精确、甚至因干扰出现错误数据的问题，因而在线潮流计算等高级分析功能难以实现。解决的方案有三种：增加量测；改进测量与数据传输系统；状态估计。前两者受经济性的制约。而状态估计利用测量数据的相关性和冗余度，结合计算机技术，采用数学处理的方法来提高数据的可靠性与完整性，最终获得系统有效的实时状态信息。

由于配电系统不同于输电系统的特点，对配电系统的状态估计要求能够处理三相不平衡状况，即进行三相状态估计；能够处理辐射状和弱环网结构；能够利用支路电流量测等。

将系统中独立测量量的数目与能够表征系统特性所需的最小数目的状态变量数目之比，称为测量系统的冗余度。一般电力系统要求测量系统的冗余度在 1.5～3.0。而配电系统的量测不足，达不到这一冗余度要求，为此需要为状态估计提供必要的伪量测数据。其中，通过负荷估计获得估计的用户负荷的实时变化曲线，就是提供伪量测数据的一种有效手段。

在辐射状配电网络状态估计中，馈线根节点的电压一般视为精确值而不参与状态估计，而且由于馈线之间除根节点外无电气联系，因此各条馈线可分别进行状态估计。即以馈线作为状态估计的基本单元。

配电系统状态估计的常用方法有加权最小二乘法、基于支路电流的方法和基于支路功率的方法。

2.1 加权最小二乘法

加权最小二乘状态估计法是以计算得到的状态变量的估计值所对应的测量估计值和测量值之差的加权平方和最小为目标准则的估计方法。给定量测相量 z 和测量方程式，即联系状态相量 x 与量测相量 z 之间的函数关系 $h(x)$，建立目标函数 $J(x)$

$$J(x)=(z-h(x))^{\mathrm{T}}R^{-1}(z-h(x))$$

其中，R^{-1} 表示量测权重；R 为量测误差方差阵

$$R=\begin{bmatrix}\sigma_1^2 & & & \\ & \sigma_2^2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & \sigma_m^2\end{bmatrix}。$$

对目标函数求最小值，即可以求解出系统状态的估计量。

2.2　基于支路电气量的方法

基于支路电气量的方法可以分为基于支路电流的方法和基于支路功率的方法。

2.2.1　基于支路电流的方法

基于支路电流的配电状态估计算法，简称支路电流法。支路电流法以支路电流为状态量，通过量测变换，将各种量测变换成等值的复电流量测，使法方程三相解耦，使信息阵与支路阻抗无关，数值条件良好，尤其是当没有电流幅值量测时，量测函数和法方程呈线性，法方程不但三相解耦，而且实虚部也解耦，计算效率很高；而且在计算时有着配电潮流计算类似的前推回推计算过程，编程简单。总之，该算法高效实用，但尚有如下缺点：要求 P 和 Q 量测成对出现，这在实际配电系统中较难满足；要求 PQ 对的量测权系数相同，而实际电网的无功量测精度通常比有功量测要低得多；量测变换后的等值复电流量测在迭代过程中变化较大，影响了算法的收敛性。

2.2.2　基于支路功率的方法

基于支路功率的配电状态估计方法，简称支路功率法。该方法以系统化的量测变换方法为理论指导，以支路功率作为状态量，将各种功率量测变换为状态量的线性函数，大大简化了配电状态估计的求解。

采用支路父节点流向子节点的功率量作为状态量，简称为支路父端功率矢量，根据根节点参考电压，通过一次类似于配电潮流计算中的前推计算，即可求得配电系统的电压分布。

3　安全性校验

电力系统的安全性是指当系统运行中发生故障时，保证对负荷持续供电的能力，即系统保证避免引起广泛波及供电中断的能力，它涉及系统的当前现状和突然发生的故障（预想事故）。

对于突然发生的故障，其起因可能是内扰（如一个设备由于过负荷而故障停运）或外扰（如一个设备被雷击时）。伴随这些改变的是暂态扰动，许多设备可能过负荷或跳闸，当最终的稳态建立起来时，系统可能缺乏发电容量，直到修复之前无法向所有负荷供电。

传统的确定性安全分析构想由 Dy Liacco 于 20 世纪 60 年代提出的。在这个构想中，安全性被定义为“系统的设备不过负荷，而且在它的网络上的变量不偏离允许范围的条件下，满足它的负荷的能力”。在此定义下，电力系统被看作是处于两组约束下运行的：负荷约束和运行约束。负荷约束的要求是所有负荷都必须被满足，运行约束则给出了网络运行参数的上限和下限。根据这两种约束，系统被分为三种状态：正常状态、紧急状态和恢复状态。其中正常状态指负荷约束与运行约束均被满足的状态；紧急状态指对运行约束有重大破坏的状态；恢复状态指负荷约束被破坏的状态。图 16.8-4 给出了 Dy Liacco 构想的示意图。在 Dy Liacco 安全性构想中，系统的安全性是相对于一组称之为下一个预想事故集合的随机事件而定义的。如果一个系统处于正常状态，并且没有任何一个预想事故会使它转移到紧急状态，则称这个系统是安全的；反之系统则是不安全的。

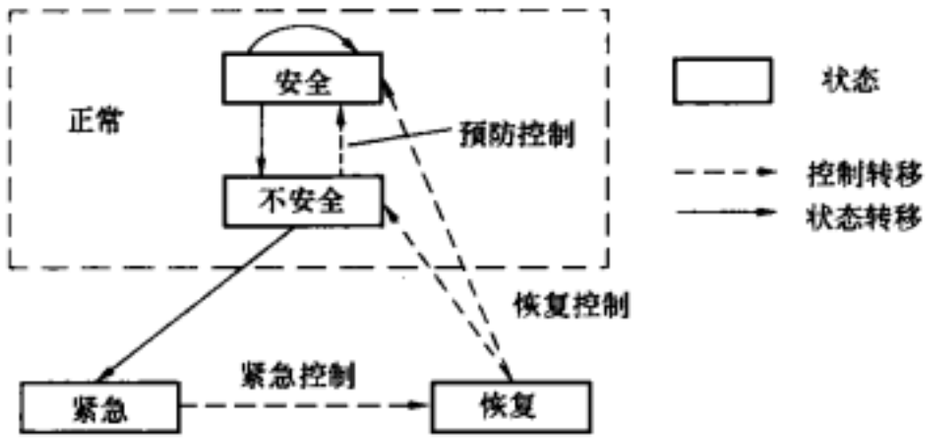


图 16.8-4　Dy Liacco 电力系统安全性构想

作为对 Dy Liacco 安全性构想的补充，有学者提出了概率的安全性分析构想。在该构想下，安全性被看作是系统运行的一个条件，它是相对于即将来临的扰动的系统强度的函数。一个系统的安全性依赖于系统的图形、事故、功率注入等因素。当系统图形不变且在设备不过负荷的情况下能保证对负荷的供电时，称系统为静态安全的。当系统中发生了事故，且系统是暂态稳定的时候，称系统为动态安全的。

因为配电系统的电压等级较低，负荷较轻，且动态元件少，所以一般认为配电网中没有明显的机电暂态过程，同时，配电网通常具有闭环设计、开环运行的特点，以上这些特点决定了配电网的安全性校验主要针对静态，而且不能照搬输电网的准则和校验手段。因此，本节的讨论主要围绕配电系统的静态安全性校验，其主要工作是在线潮流计算。

输电网的静态安全性校验通常基于 $n-1$ 安全性准则，即当电网中任何一个元件故障停运后，系统仍处于正常状态（这是由于输电网闭环设计、闭环运行的特点所决定的），并在此基础上定义了描述事故后果严重程度的行为指标，可直接在元件（支路和发电机）模拟开断后进行在线潮流计算。配电网具有不同于输电网的特点，如闭环设计、开环运行等，存在有大量的分段开关和联络开关，使网络具有鲜明的变结构特性，在元件（支路）模拟开断后，沿潮流方向与该支路相连的下行支路将完全断电。此时，输电网的安全性指标和校验方法已经不再适用。因此，配电网静态安全性校验不能沿用输电网的指标和方法，这是由二者在结构和运行特点上的差异所决定的。

目前，配电网静态安全性校验方法主要基于 $n-1+1$ 准则和 K（$n-1+1$）准则。配电网 $n-1+1$ 准则充分考虑了配电网的变结构特性，即在一条支路发生故障而切除后，需要先闭合一个开关以对非故障失电区域内的负荷恢复供电，即“断一合一”。配电网的变结构特性使这种满足电气和拓扑约束的恢复供电方案可能不唯一，即有 K 种方案，从而得到了配电网静态安全分析的 K（$n-1+1$）准则。

实际上，对于配电网中的每一个可能的预想事故，都会有一个相应的 K 值存在。有些事故的 K 值为 0，则说明该事故发生后，能够满足系统各种约束且能保证对非故障失电区域内所有负荷恢复供电的方案不存在，或方案的代价太大而无法实施，因此就必须切除部分负荷，以恢复对其他负荷的正常供电。从供电安全性的角度来看，人们总是希望这样的事故越少越好，应使尽可能多的预想事故对应的 $K>0$。$n-1+1$准则保证了供电的可靠性，而在 K（$n-1+1$）准则中，当 $K>1$ 时，会有一个最优的恢复供电方案，此时就能保证系统在事故后优质经济的运行。

在 $n-1+1$ 准则和 K（$n-1+1$）准则基础上，可构造配电系统静态安全性指标用于静态安全性的校验。这些指标可以综合考虑事故发生后损失的不同等级的用户数量和各用户的电能损失情况，同时也可以考虑配电系统网架结构的强弱。

配电系统的一个重要发展趋势是分布式电源设备的大量接入，在这种情况下，对于配电系统的动态安全性校验也应

给予足够的重视。

对于输电网中的安全性校验的方法已经很成熟，在实际中得到了广泛的应用。而配电网元件众多，结构复杂，其安全性校验工作量很大，再加上电力市场化的快速发展和分布式电源的大量引人，工作难度较大，需要研发配电快速仿真系统。

4 故障隔离与恢复

4.1 故障定位

4.1.1 电流型开关的故障定位

电流型开关的某相电流超过设定值时，开关能产生相应的遥信变化信号，这种信号称为“故障信号”。在一次短路故障发生时，主站会收到一些开关上报的故障信号，根据这些故障信号，就能分析出故障的位置和类型；但是对于单相接地故障来说，电流变化很小，一般不会超过设定值，那么就不能用这种方法分析。

对于一次故障来说，可能会产生若干个故障信号，而这些故障信号传输到主站的时间有快有慢，那么主站从收到第一个故障信号开始，需要等待多久之后才认为故障信号收集完成了呢?

对于站端设备主动上送遥信的通信模式，也就是站端设备检测到遥信变位后会主动上送到主站的通信模式，一般可以采用可向后平移的时间窗来进行控制：收到第一个故障信号后就启动时间窗，如果再收到故障信号则将时间窗计时器重置为 0（向后平移），直到时间窗计时器大于了设定的时间窗，那么认为故障信号收集结束，可以开始分析故障位置了。

对于主站定时询问站端设备的通信模式，一般不采用上述方法。而是采用等待一个设定的时间 W_t 后认为故障信息收集结束。而 W_t 和主站和站端设备都通信一遍的时间 C_t 有关，W_t 一定要大于 C_t，一般设置为 2 倍的关系比较保险。

故障信号是否齐全对于故障分析来说至关重要。如果漏了某些故障信号，那可能导致故障定位错误，更为严重的是在进行故障恢复的时候，有可能会造成再次故障从而扩大故障的影响范围（在故障恢复部分将详细介绍）。所以在设定时间窗的时候要根据现场的通信状况灵活配置。一定要保证留有余量，当然这就增加了故障的处理时间，不过为了做到正确的处理故障，牺牲一点处理时间是值得的。

开始分析故障的时候，可以依据的信息就是一些故障信号，而需要得到的结果就是故障的位置、类型等。输入输出关系如图 16.8-5 所示。



图 16.8-5 输入输出简图

对于“故障分析”模块具体如何实施，可以有多种方法。总的原则就是要快速定位故障，那么就需要尽量避免进行全网搜索，因为全网搜索将会导致故障处理的速度减慢，尤其对于规模较大的配网其影响更加明显。一个典型的解决方案可以将故障分析模块分为三个部分，如图 16.8-6。

图 16.8-6 中将故障分析分为三个部分，这三个部分都只需要做局部的搜索就可以得到结果，下面就分别介绍一下这三个部分。

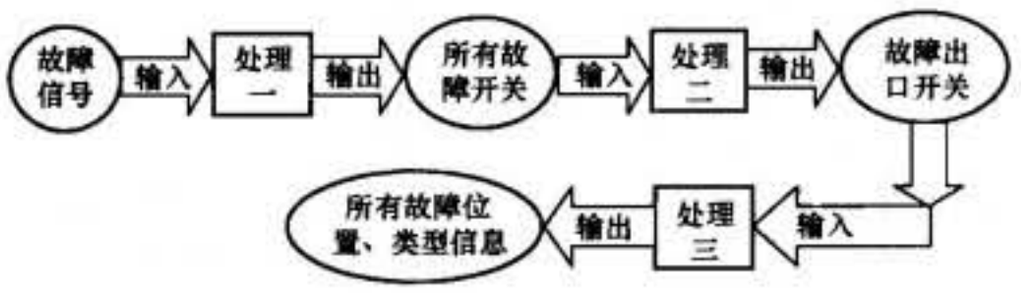


图 16.8-6 故障分析模块组成

(1) 处理一：这个过程将所有的故障信号与开关对应起来，得到所有报了故障的信号的开关的集合。

(2) 处理二：以各个报了故障信号的开关为起点开始搜索，得到报故障开关的所属“变电站出口开关”。对于多个故障开关都对应一个“出口开关”的情况可以做到只搜索一次。因为在搜索其中一个故障开关的时候，需要“经过”其他的同属于一个“出口开关”的故障开关，此时可以将他们标记为已经搜索过了。

(3) 处理三：以各个“故障出口开关”为起点反向搜索，得到距离“最远”的那些故障开关，于是故障定位于这些“最远”的故障开关之后。最远的开关可能不止一个，因为一个出口开关向下供电时可以分出多个支路，多个支路可能同时发生故障。至于故障类型，可以根据这条支路的故障信号类型的并集得到。比如这条支路上的 1 号开关报了 A 相短路，2 号开关报了 C 相短路，那么故障类型就是 AC 相间短路。

现以图 16.8-8 说明在图 16.8-7 所示的电气接线图上发生的一个典型故障为例具体说明图 16.8-6 所述的事故处理过程。

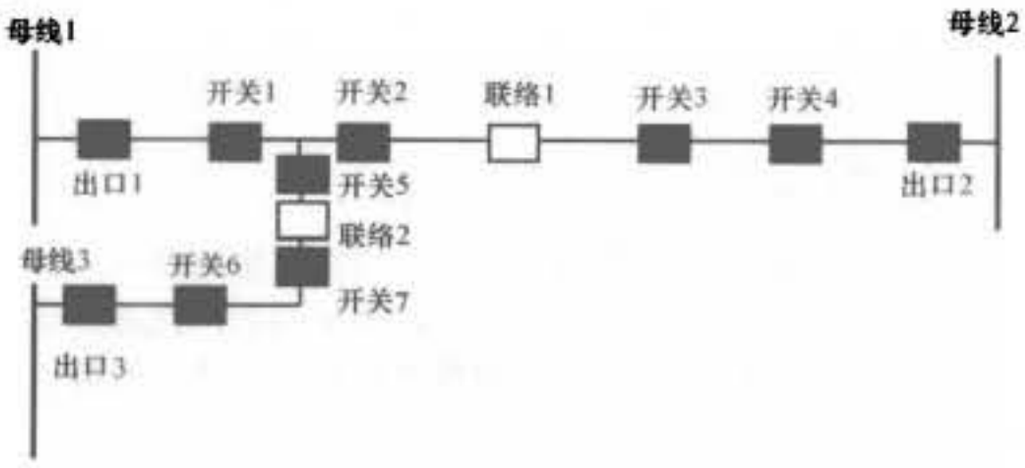


图 16.8-7 示例系统的电气接线图

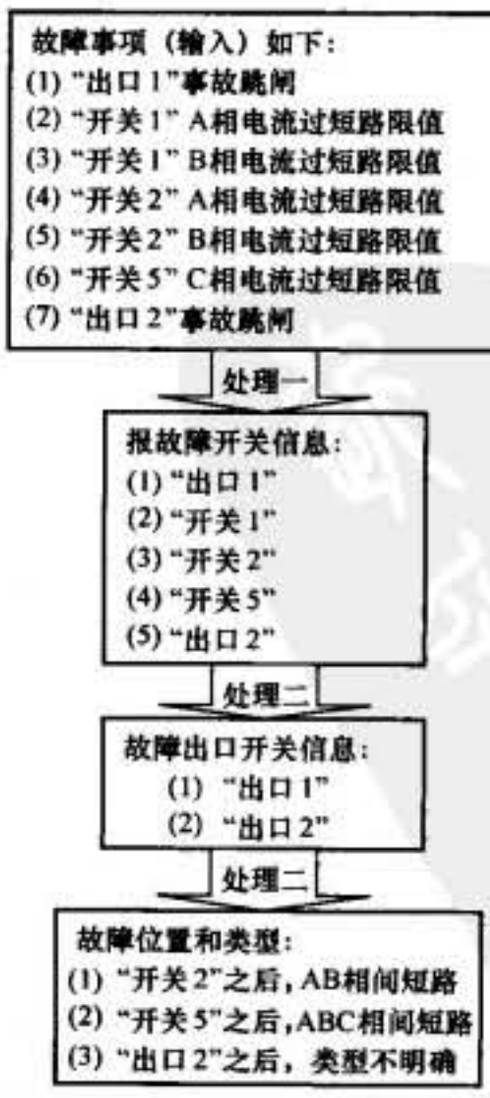


图 16.8-8 典型的故障处理过程

故障分析的方法是多种多样的，上面给出的解决方案仅是提供一个参考。

4.1.2　电压型开关的处理

电压型的开关在进行故障处理的时候采用的方法和电流型的完全不同。电压型的开关不检测故障电流，也不需要和主站端进行联系就可以进行故障定位、隔离和恢复。配网中的开关可以分为三类，出口开关、联络开关和其他开关。它们分别满足如下特点。

4.1.2.1　出口开关

故障后有两次重合闸的功能。在电流型开关的电网中，如果出口开关所带的线路有架空线，那么一般都会配置一次重合闸功能。也就是说当线路上发生故障后，出口开关先跳闸，等待一段时间后自动重新合上（重合闸），如果线路上发生的是瞬时故障，那么重合闸成功；如果是永久故障，则重合闸失败，此时出口开关将再次跳开，并且闭锁。而对于电压型的开关则不同，无论是架空线还是电缆线都需要配置两次重合闸功能，也就是说在第一次重合闸失败后，再重合闸一次。

4.1.2.2　联络开关

联络开关具备的特点是当联络开关的一端失压而另一端不失压时，就启动延时合闸功能，这个延时一般比较大（几十秒的数量级）。

4.1.2.3　其他开关

（1）有电压延时合闸，延时很短，一般不到 1s。不过开关可以通过一个遥信来开启或停止这个特性，这个遥信就是通常所说的闭锁信号。当闭锁遥信为合时，开关即使有电压也不会合闸。

（2）无压差跳闸，开关没有电压时，开关将跳闸。

（3）闭锁遥信自动变为合的两种情况：开关有电压后合闸失败或者开关有电压后又瞬间消失。

图 16.8-9 说明电压型开关处理故障的过程。

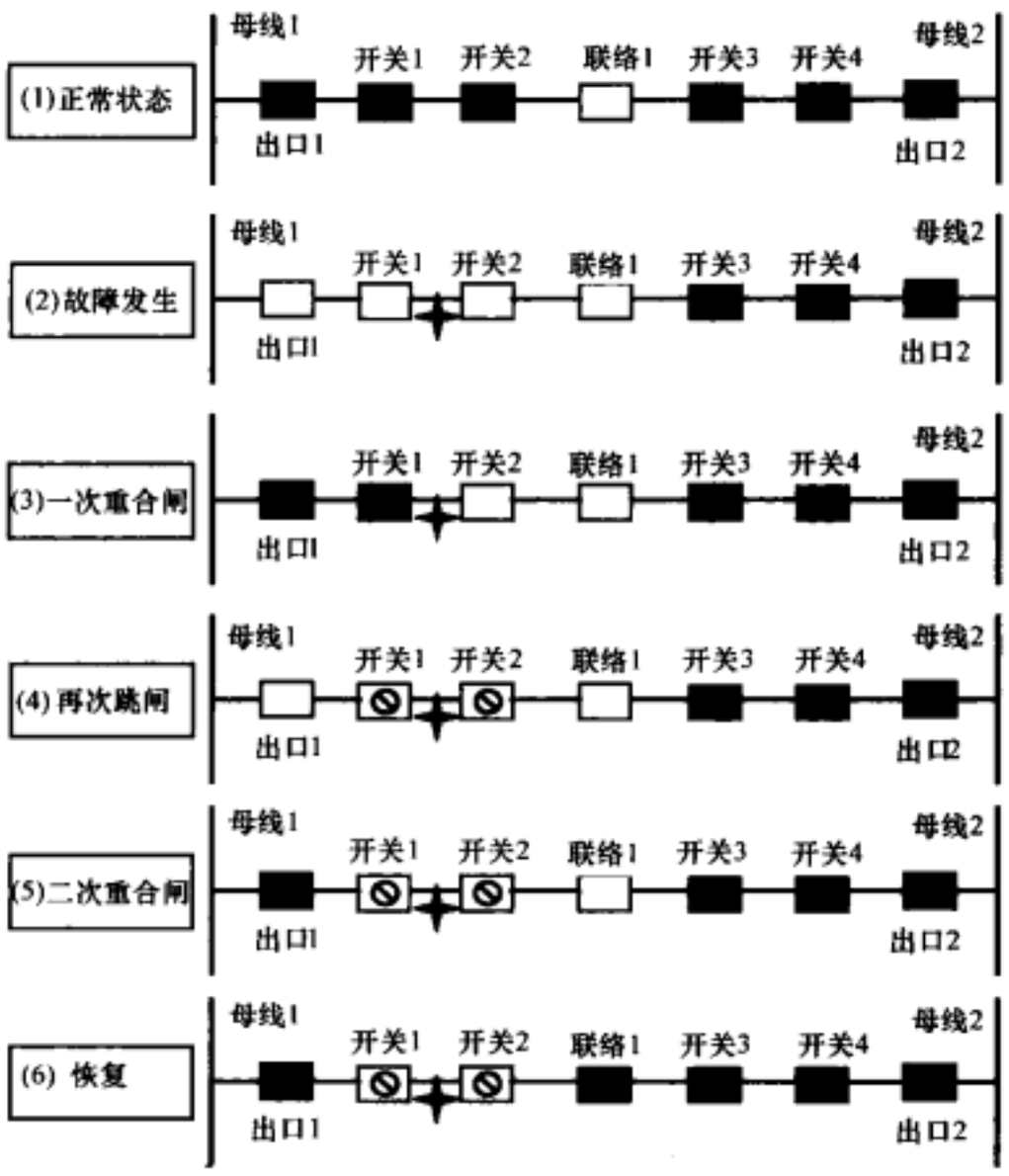


图 16.8-9　电压型开关处理故障的过程

下面详细介绍一下整个故障处理的过程。

假设开关 1 和开关 2 之间发生了故障，那么出口开关 1 将跳闸，同时开关 1 和开关 2 也因为失压而跳闸，如图上的第 2 步。

然后出口开关将进行第一次重合闸，出口开关合上后，后面的开关依次得到电压，那么它们会依次合上，如图上的第 3 步。直到合上开关 1 后，出口开关又检测到了故障再次跳开，如图上的第 4 步。注意在这一刹那就已经完成了故障的定位和隔离。根据前面介绍的普通开关的闭锁遥信变合的两个条件可以判断，此时开关 1 和开关 2 的闭锁遥信都将变为合，开关 1 是因为它得电压后合闸失败所以闭锁；在开关 1 合上的那一刹那，开关 2 得到电压，但是马上出口开关又跳开了，所以开关 2 的电压瞬间消失了，所以闭锁。总之这两个开关都闭锁了，下次再得到电压后它们将不会自动合闸，除非闭锁信号被解除。

接下来，出口开关进行二次重合闸，出口开关合上后，由于开关 1 已经闭锁了，即使它得到了电压，也不会再合上。如图上的第 5 步。

最后，由于在故障发生的那一刻造成了联络开关的一端失压，于是它就启动了延时合闸功能，当时间到了后，联络开关自动合上。于是完成了故障恢复。而开关 2 由于已经被闭锁，所以它得到电压后不会自动合闸。如图上的第 6 步。

4.2　故障隔离

故障定位成功后，就需要进行故障隔离了。故障隔离的目的是将故障发生的区域从电网上切除，具体说就是要将故障区域周边的开关拉开。切除故障区域后就可以保证电网中的电源点不会和故障点连通了。

隔离开关的搜索是很简单的一个过程，就是搜索所有的故障区域，找到区域相邻的所有位置为合的开关，将这些开关都增加到隔离开关列表中。当然也有特殊的例子，那就是有些隔离开关不可能连上电源，对于这样的隔离开关，可以不增加到隔离开关列表中。常见的就是在放射型的线路中，故障区域后方的那个隔离开关，由于这个隔离开关后面没有电源，所以可以不将它增加到隔离列表中，当然增加了也无妨。

得到了隔离开关列表后，就需要下发遥控命令来拉开这些隔离开关，这个过程就更简单了。只要对隔离开关列表中的开关逐个下发遥控命令就可以了。然后等待这些开关变位。当然有时候遥控也许不一定会全部成功，那么就需要再隔离一遍或者扩大范围进行隔离。

所谓扩大范围隔离是指，当一个隔离开关遥控无法成功后。为了隔离故障，不得不隔离一个（或多个）相对较远的开关。这样做也能隔离故障区域，只是将隔离的区域扩大了（大于故障区域），所以称为扩大范围隔离。比如在图 16.8-9 中，联络 1 和开关 3 之间发生故障的时候，隔离开关应该是开关 3，但是如果开关 3 隔离不成功的话，可以通过隔离开关 4 来进行故障区域隔离。这样做的结果就是将联络 1 到开关 4 之间的区域都隔离了，而实际的故障区域只是位于联络 1 到开关 3 之间。扩大范围隔离故障是在正常隔离失败后的补救措施，这样做的目的在于在后面的故障恢复时可以尽可能多的恢复失电区域。

故障隔离的过程不仅简单，而且不会造成严重的后果，所以这一过程可以设置为自动运行状态，也就是说故障分析软件在得到故障隔离开关列表后就自动下发遥控命令，而不用等待调度员手动下发遥控命令。

4.3　故障恢复

在整个故障处理的过程中，故障恢复应该是最复杂、可

靠性要求最高、制约条件最多也是最容易产生严重后果的一个过程。

在故障恢复的过程中，首先要分析出需要恢复的区域（待恢复区域）。然后将所有的待恢复区域进行组合，将能直接连通的待恢复区域合成为一个待恢复系统，一个待恢复系统的所有待恢复区域可以一起恢复。接下来就是逐个分析待恢复系统，找到每个待恢复系统的所有恢复方案。然后将用户指定的恢复方案中的操作开关增加到恢复开关列表中，如果用户不指定恢复方案，就需要自动分析最优方案，然后将最优方案的操作开关增加到恢复开关列表中。最优方案的判定将在后面介绍。最后需要遥控恢复开关列表中的开关来进行故障恢复。

在故障恢复的时候，应避免进行全网搜索，在下面介绍的方法中就没有进行全网搜索而进行了故障的恢复。下面分别介绍故障恢复的各个过程。

4.3.1 待恢复区域的分析

待恢复区域应该是这样的区域：故障隔离后不带电而故障前带电的区域。故障隔离后区域是否带电很好判断，只要根据当时的开关状态进行计算就可以得到。故障前区域是否带电当然要根据故障前的开关状态来进行计算。而得到故障前开关的状态就相对难一点了。事实上，并不需要不断记录当前的开关状态，以便恢复时可以追溯到故障以前的状态，而且这样的方法并不一定正确，因为在故障过程中有可能存在开关的正常变位。得到故障前开关状态的方法应该是由当前的实时状态反推出来。那么如何反推呢？取到实时态后，将所有报了故障信号的开关状态设置为合、将所有隔离开关列表中的开关设置为合。经过这样处理后的遥信就可以作为故障前的遥信了。

分析待恢复区域的时候，不需要进行全网搜索。而只需要从故障出口开关开始，分析它的供电范围就可以了。因为别的地方即使发生了失电，也可以认为是正常操作。也就是说需要恢复的区域在故障前肯定是由现在的故障出口开关中的某一个进行供电的。

得到故障前后故障区域的带电状态后，进行比较就可以得到需要恢复的区域了，在此时最好计算一下此区域的负荷。区域的负荷应该等于区域的“进开关”的总负荷减去“出开关”的总负荷。得到待恢复区域负荷可作为后面判断恢复后供电出口开关负载的依据。

4.3.2 待恢复系统的恢复

由待恢复区域组合成待恢复系统，就比较简单了。只要两个区域可以通过合位的开关连接起来，那么他们就属于同一个待恢复系统，在恢复的时候可以一起恢复。当然也需要将一个待恢复系统的所有区域的负荷进行累加来得到待恢复系统的总负荷。

在判断待恢复系统是否能被恢复的时候，不需要进行全网搜索，只需要从待恢复系统的边界开关开始，看边界开关的对端是否能连上电源或者能连上已恢复系统就可以了。如果边界开关能连上电源或者已恢复系统，说明合上这个边界开关就可以恢复这个待恢复系统。那么就可以将合上此边界开关增加为一个方案。边界开关分析结束后就可以得到待恢复系统的所有恢复方案了。

5 事故重演（事故追忆）

事故追忆（PDR）用于记录电网事故前后量测数据和状态数据，事故重演是将事故追忆的数据以友好的界面进行显示，重现事故前后系统运行的情况，为分析和研究事故提供数据支持。

5.1 事故追忆的启动

触发事故追忆的方式有两个：其一是在出现规定的状态量变化（一般是开关事故跳闸）或量测值越限事件以后，进行自动启动追忆；另一种是提供人工方式手动启动追忆。

5.2 追忆数据的记录和存储

对于事故追忆，应事先进行规划，制定需要追忆的事件以及该事件发生时需要追忆的数据，然后在系统中进行配置。当定义的事件发生后，系统启动追忆，按照参数的配置，追忆相关的数据，并对追忆的数据进行记录和存储。

系统存储和记录以下数据：

（1）触发事故追忆的追忆启动源。

（2）采集数据的多个快照断面。

（3）状态或量测值发生变化的数据。

追忆数据的时间长度一般为事故前 10min，事故后 5min。系统应支持多重事故的追忆，当电网同时发生多重事故时，能够完整地追忆所需要的数据。追忆的数据可以保存在数据库中，也可以以文件方式保存，保存的数据应可以方便的重演和打印。

5.3 事故重演

追忆的数据可以进行事故重演，事故重演可以采用三种方式：

（1）表格：以固定的格式显示追忆数据的值。

（2）曲线：将追忆数据绘成曲线，以一种直观的方式显示数据。

（3）图形：在接线图上，对数据进行返演。

事故重演一般步骤如下：

（1）选择事故追忆启动源。

（2）设定事故重演的速度（可以快放或慢放）。

（3）设定事故重演的起始时间。

（4）开始重演。

在重演的过程中，可以随时暂停正在进行的事故重演，并可以继续进行或者重新开始其他事故的重演，方便事故的分析和研究。

6 系统运行优化

随着配电系统的发展，其与输电系统的界限将会越来越模糊。配电系统将运行在物理极限附近，且更易受用户的影响。因此，为保证安全性和经济性，必须实现配电网的实时优化运行，使运行人员能够迅速、准确、全面地掌握系统的实际运行状态，预测和分析其运行趋势，对系统运行中发生的各种问题做出正确的处理。配电网最重要的质量指标是电压，最重要的经济指标是网损，针对这两个指标，配电系统运行优化最重要的两个手段是自动网络重构和自动无功/电压控制。

6.1 系统重构

配电系统的运行优化仅仅采用潮流计算、网损计算和无功补偿优化配置等手段是远远不够的。因为配电网具有大量的开关和刀闸，所以可以通过网络重构来切换联络开关和分段开关的开/合状态，从而改变网络拓扑结构，在满足各种负荷约束和安全约束的同时，获得运行效益最优。网络重构的目标、约束和解决方法请参见本篇第 2 章第 5 节。这里重点讨论重构在实际应用中遇到的问题。

实现配电网络重构的工程实用必须满足下列要求：

（1）算法上的要求。要求算法可靠、稳定，并且计算速度快，应该很好地解决计算质量与计算时间的矛盾。

（2）硬件设施的要求。配电网的硬件设施是实现实时重构功能的物质基础。配电网建立起了 SCADA 系统，具备配电调度中心、通道和执行端装置，才能对配电网中的开关设备进行远动操作。当这些条件还不能满足时，可以只考虑远动开关，通过这些远动开关实现网络的部分重构；或者实时操作无法实现，也可先实现季节性重构和节假日前后重构，这种重构方式不要求必须是远动开关。坚持下来，获得的经济效益同样是非常可观的。随着配电自动化的逐步实现，不断扩展重构的作用范围，直至实现实时重构功能。此外，重构功能的实现还需要考虑相关保护和控制设备的配置与整定。

（3）配电网负荷数据的要求。很多与配电系统分析、优化有关的计算方法都需要大量翔实的母线负荷数据。配电网母线数量多而分散，目前还无法实现对每一条母线都实施监控以获得实时数据。通常所能知道的信息只有用户的属性（类型、位置等）和用户的月耗电量，以及少数实时量测量等。但是，要实现配电网的实时优化控制，就需要获得各条母线的任一时刻的负荷数据。目前，绝大多数电力部门都不具备这些数据。要想充分发挥重构的作用，就应该先解决此问题，解决方法主要有增加测量设备、使用负荷估计技术、建立功能强大的负荷信息管理系统等。

（4）软件技术的要求：配电网络重构应和其他配网优化功能一起集成在配电管理系统中。

上述四个主要问题的解决，便可以为重构的实际应用铺平道路。

重构示例：

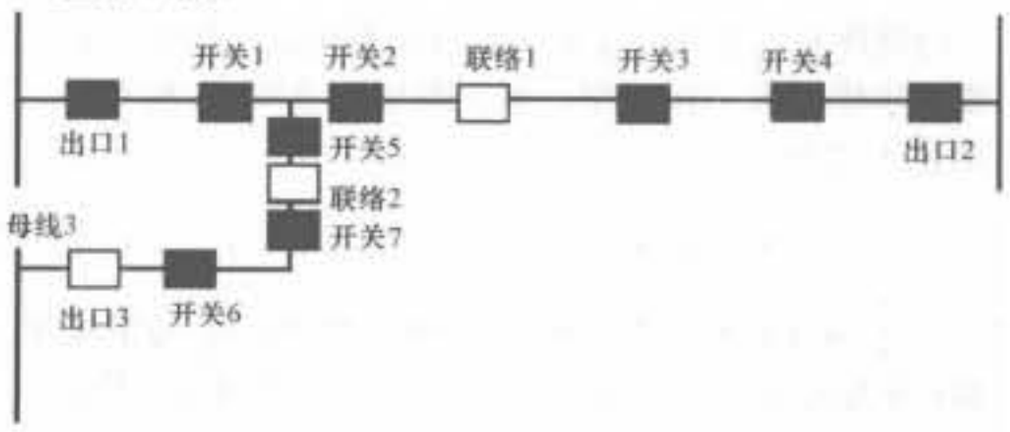


图 16.8-10　网络重构前

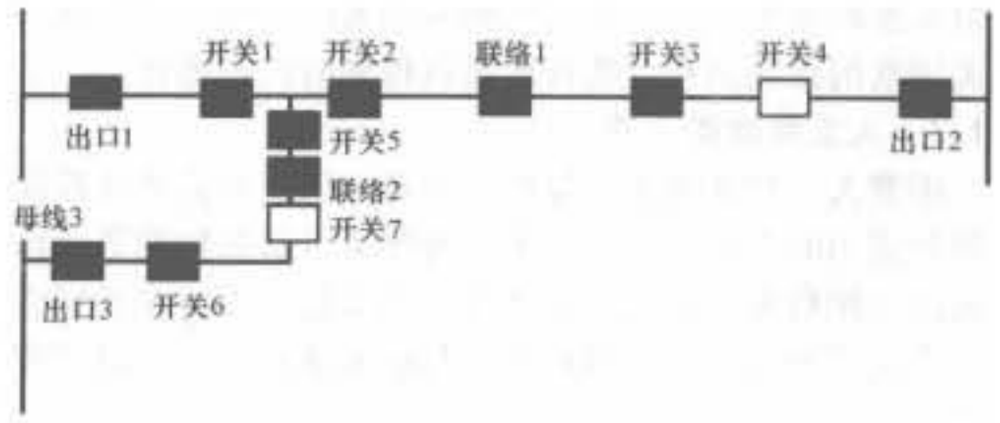


图 16.8-11　网络重构后

6.2　电压控制和无功优化

6.2.1　电压控制和无功优化的必要性

电压是电能质量主要指标之一。电压质量对电网稳定及电力设备安全运行、工农业安全生产和人民生活用电都有直接影响。电压过高、过低或偏离一定范围都会影响到用电设备的使用寿命和利用效率，造成经济损失。配电网是连接输电系统与电力用户的重要环节，其供电质量的高低直接影响到企业生产和居民生活。在保证电网安全可靠的前提下，科学优化系统资源和合理利用电网设备，力求降低运行损耗，提高供电质量，并最终提高企业效益和社会效益，这种需求在配电系统越来越受到关注。在这种情况下，研究电压控制和无功优化就显得极为重要。

6.2.2　电压控制和无功优化的目的和调节设备

电压控制和无功优化目的：

（1）减小电压的大幅波动，提高供电电压质量。

（2）降低功率损耗与电能损耗。

（3）提高设备使用效率。

（4）减轻运行人员劳动强度，提高自动化运行水平。

电压控制和无功优化调节设备包括：可开断的并联补偿电容器、可开断的并联补偿电抗器、可调变压器分接头、调相机或发电机、静止无功补偿器 SVC、变压器冷热备用转换、利用线路充电功率调整电压、采用串联电容器补偿线路的部分串联阻抗和切去部分负荷等，其中前四种是配电网电压控制常用的方法。

6.2.3　电压控制和无功优化分类方法

目前，我国电力系统自动化技术发展迅速，电压控制和无功优化在许多地区都有运用。根据使用范围来划分可以分为变电站侧装设的电压无功自动控制装置（简称 VQC）、主站侧安装的区域电压控制和主站侧具有优化功能的全网的电压/无功控制。前两者可以对部分变电站和区域进行电压控制和无功平衡，反应迅速可靠，缺点是无法达到整个电网的全局最优。后者从整个电网角度进行综合电压无功控制，利用优化算法求解整个电网的无功优化问题，并根据优化解给出控制方案，可以从全局协调改善各母线电压水平和减少线路网损，同时避免设备调节振荡。

6.2.4　变电站电压无功自动控制

在变电站或者集合几个变电站的集控站内部，根据事先设定的原则，通过硬件或者软件，对本站内的无功资源进行调节，一般是对并联电容器的投切或者有载调压变压器分接头的调节。所依据的原则一般是九区域图或者改进的九区图。这种办法简单易行，可以保证一定的电压合格率和功率因数，但是难以完全实现全范围的无功电压最优控制，容易出现调节振荡，投资较大，每个厂站因为安装时间、厂家的关系版本复杂，维护比较困难。

6.2.5　主站侧安装的区域电压控制

电力系统中任何一种调压设备的动作对电力系统各点电压均有不同程度的影响，但是实际上由于受到电网结构中参数及调压设备的实际配置情况的限制，设备之间存在不同的电气耦合性，电气耦合不强的影响较小，电气耦合性强的影响大，按照这种耦合性可以把电网划分为几个动态的区域，在认为其他区域设备运行状态受影响很小的情况下，对本区域进行寻优，以求找到一个本地区的最优点。在实际控制时，还要考虑设备运行的实际工况，并且多种设备多种调压组合要求协调控制，对控制量需要进行计算，避免设备频繁动作，影响设备的使用寿命。

这种方式需要一定的应用软件支持，投资小，容易实现，可以很准确的进行统计分析，而且不存在多个版本的维护问题，在国内运用较广泛，但是这种方式也难以实现全范围的无功电压最优控制，控制时间比厂站侧的长，如果负荷变化快多个设备需要同时控制，在技术上需要改进。

6.2.6　具有优化功能的全网的电压/无功控制

配电网无功优化问题是一个多变量、多约束条件的非线性规划问题，其控制变量既有连续变量（如节点电压），又

有离散变量（如变压器分接头位置和电容器的配置容量），这使得优化过程十分复杂。长期以来，国内外的许多专家、学者都对此进行了大量的研究和探索工作，从各个角度提出了多种方法，在一定程度上为电网的调度和运行提供了参考的依据。在我国，配电网无功优化计算和应用也受到越来越多的关注和研究。概括起来可分为经典数学优化方法和人工智能优化方法。经典数学方法包含非线性规划、线性规划、内点法、动态规划。利用传统数学优化理论，方法成熟、收敛性好，可以从理论上得到全局最优解，但是应用这些方法时为满足目标函数连续可微，往往需要做某些简化假设，这会使得优化结果和实际情况不符，从而在一定程度上限制了其应用范围。人工智能优化方法包含专家系统（Expert System）、模拟退火算法（Simulated Anneal）、遗传算法（Genetic Algorithm）。此类算法计算结果是尽量找到一个接近全局最优的方案，通常：计算量过大，运行时间过长。

6.2.7 电压控制和无功优化的实现

图 16.8-12 是主站侧电压控制和无功优化的实现简单配置图。

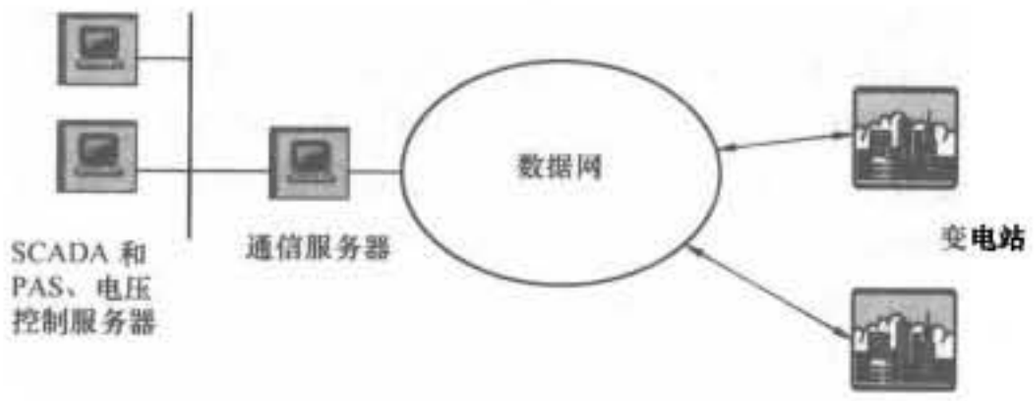


图 16.8-12 主站侧电压控制和无功优化的实现简单配置

图 16.8-13 是主站侧电压控制和无功优化的实现简单流程图。



图 16.8-13 主站侧电压控制和无功优化的实现简单流程

7 短期负荷预测

电网未来一个时段负荷变化的趋势和特点，是电网调度部门所必须掌握的基本信息。短期负荷预测是配电能量管理系统的一个重要组成部分，可以分为地区负荷预测和母线负荷预测两大类。地区负荷预测是配电网 1 天至 1 星期逐个时段的总负荷或某一区域负荷的预测，主要用于购电计划和供电计划；母线负荷预测是配电网总的或者某一区域各母线（负荷节点）的负荷预测，由于配电网实时量测量缺乏，所以借助母线的负荷预测可以确定配电网完整的状态和潮流，进而实现配电网预测性的分析、优化与控制，此外，在电力市场化进程中，母线负荷预测有助于分析用户的用电情况，为配电市场的开放奠定基础。可见，短期负荷预测对于配电网的安全与经济运行有重要意义。

7.1 地区负荷预测

地区负荷预测可以针对整个配电网，也可以针对某些地区进行；还可以对用户电源或小水电单独设地区负荷预测。因为它们的负荷变化规律与其他负荷区域大不相同。

短期负荷预测一般以日为周期，时间间隔为 1h、半小时或 10min 等。时间间隔可以是不等距离，例如：在负荷变化剧烈的阶段采用 10min 一点，在负荷变化平稳阶段用 1～4h一点。

对于地区负荷，预测的方法很多，例如：回归分析法、时间序列分析法、人工智能类方法、相似日法、混合方法等。

7.1.1 回归分析法

回归分析法根据历史数据及一些影响负荷变化的因素来预测将来的负荷值。主要采用多元线性回归模型建立负荷与影响因素之间的关系，预测值可写为

$$Y(t) = a + \sum_{i=0}^{n} b_i x_i(t) \qquad (16.8\text{-}1)$$

式中：$Y(t)$ 为 t 时刻的负荷预测值；$x_i(t)$ 为第 i 个影响负荷变化的因素在 t 时刻的取值；a，b_i 为回归系数。

影响电力系统负荷的因素很多，如气象因素（如温度、天气等）、时间因素（如日夜、节假日等）、季节因素以及一些随机因素等。实际负荷预测时应根据客观条件适当选择合适的因素建立模型。

该方法简单，预测速度快，外推性能好，对历史上未出现的情况有较好的预测性。由于回归分析法可以方便考虑影响用电模式的各种因素，因此可以使模型具有自适应能力。

7.1.2 时间序列法

时间序列法根据历史数据研究负荷的前后因果关系。其主要数学模型有 AR 模型、MA 模型和 ARMA 模型等，其通用表达式为

$$\sum_{i=0}^{P} \varphi_i Y(t-i) = \sum_{i=0}^{q} \theta_j \times \alpha(t-j) \qquad (16.8\text{-}2)$$

式中：φ_i 为自回归系数；P 为自回归阶数；θ_j 为滑动平均系数；q 为滑动平均阶数；$Y(t-i)$ 为 $t-i$ 时刻的负荷值；$\alpha(t-j)$ 为 $t-j$ 时刻的白噪声。

该方法原理成熟应用简便，主要根据过去的负荷值及干扰值来推断未来负荷，不需要相关因素的资料，因此在一些相关因素的预测值和某些常数难以得到时比较适用。

7.1.3 人工智能类方法

随着人工智能技术的发展和成熟，以及计算机计算速度和处理能力的大幅度提高，人工智能类方法在短期负荷预测领域的应用越来越广泛，这些方法主要包括人工神经网络方法、专家系统方法以及多种人工智能方法相结合的混合智能方法等。

神经网络是由一些能并行操作的简单单元组成，这些单元由生物神经系统激发。网络的功能是由单元之间的互连所决定的，我们可以训练人工神经网络以调整单元之间的连接强度（权值）来完成指定的功能。通常人工神经网络是通过调整、训练来使一个特定的输入产生一个特定的输出。这里输入、输出都是标准化的量，输出是输入的非线性函数，其值可由连接各神经元的权重改变，以获得期望的输出值，这就是所谓的训练过程。由于人工神经网络的快速并行处理能力和良好的分类能力，其被广泛地应用于短期负荷预测领域。

专家系统是在某一领域内具有专家经验和知识的计算

机程序，并能像人类专家那样运用这些知识，通过推理做出决策。一个典型的专家系统由四个部分组成：知识库、推理机、知识获取机制和人机界面。专家系统已成为在电力系统中应用最为成熟的人工智能技术。国内外已开发了多种专家系统，应用于电力系统的不同领域，如监测与诊断、预想事故筛选、供电恢复等。专家系统方法在短期负荷预测领域的应用主要是建立负荷和天气等其他影响因素之间的关系，或者是在历史负荷数据的基础上挖掘负荷变化的规律性知识。

对于解决配电系统短期负荷预测问题，人工智能技术因为建模原理新颖，且可以考虑比较多的影响因素，比较接近客观实际，所以具有很多传统的数学方法和启发式方法所无法比拟的优越性。但是，各种人工智能技术也各有缺点和不足。例如，经典的神经网络法所需的学习样本常常不足，且其具有知识表示的不可理解性、非增量式的缺点，同时训练时间较长，不灵活；专家系统方法中经常使用的 If—Then 推理模式在负荷变化规律尚未完全掌握的情况下很难发挥作用，面临着知识获取瓶颈的问题等。因此，目前混合智能，即综合多种智能技术，可以实现各种方法间的取长补短，成为人工智能研究领域的重要发展方向，也为人工智能技术在负荷预测领域的进一步应用开拓了广阔的发展空间。

7.1.4　相似日法

相似日法的基本思想是找到和预测负荷日影响因素相同（相近）的一个已知负荷日，则预测日的负荷和该日的负荷相同（相近）。该方法先寻找最有可能与预测日负荷相似的一天（相似日），然后根据预测日的参数进行修正，一般针对各个因素的差异采取曲线拟合的方法或根据经验分别进行修正。相似日法能方便地考虑温度、天气情况等对电力负荷有重要影响的因素的作用。

7.1.5　混合方法

目前，很多混合方法，即综合数学方法、启发式方法、人工智能类方法等多种方法的短期负荷预测新方法，不断涌现。例如，有的方法混合了专家系统和统计学的新技术，有的方法综合了进化规划法和时间序列方法等。不同的方法根据各自的特点明确分工，用于解决短期负荷预测的某一个方面的问题，最后再综合成统一的短期负荷预测系统。因为这类方法一般情况下预测效果好，因此越来越得到负荷预测研究者的重视。

短期负荷预测的方法多种多样，除了前述的几种方法外，常见的方法还有灰色预测方法、小波分析法和支持相量机等，这里不再一一介绍。

7.2　母线负荷预测

母线负荷是由许多用户负荷组成的，也具有系统负荷所具有的规律性，但随机事件对它的影响较大。配电系统母线负荷预测问题具有四个显著特点：

（1）历史数据少。

（2）数据不精确，且常常含有坏数据（误差很大的离群值）。

（3）负荷变化的趋势性不明显。

（4）负荷变化的模式易变。前两个特点由数据的来源决定。因为配电网实时量测非常缺乏，所以母线负荷预测所用的历史数据一般是在实时量测量、负荷曲线、用户信息等多种信息的基础上，使用负荷估计和状态估计技术获得的；后两个特点是配电网负荷的固有特点，因为与输电网节点相比，每个中压配电网节点供电的用户较少，所以节点负荷易受单个用户用电模式的影响。这些特点决定了配电系统母线负荷预测属于信息不完备、不精确问题，很难用传统的负荷预测方法解决，尤其是不精确的历史数据和其中相对较多的坏数据会对绝大部分已有方法产生破坏性影响。

目前常见的配电系统母线负荷预测方法是将量测到的或预测出的上一级地区负荷近似地分配到各个母线上。最简单的方法是对每条母线给出一个分配系数（总和为 1），只要用一个地区负荷乘以此系数便可得到各条母线上的负荷。但该方法只适合于各母线的负荷全天变化曲线与地区总负荷完全一致的条件。但实际上各地区和各母线上的负荷性质不同，变化规律不一致，所以在实际中常采用的是层次负荷模型。

一个电力系统的层次负荷模型分为多个层次，如地区层（地区负荷预测）、变电站层、馈线层和母线层。各层间有分配系数，而且分配系数是周期变化的，所以能表示上下不一致的负荷周期变化曲线。利用这样的负荷分配系数，只要给出上一层的负荷便可一层层分配到各母线负荷。层次的划分主要看各层次的负荷曲线是否一致，不一致的分层，一致的就不必分层。各层次的分配系数可按下面的方法确定：

（1）如果全部负荷都有量测，这些系数则由状态估计实时自动维护。

（2）如果馈线端以上有量测，而各母线负荷没有功率量测，一直到馈线起始端可以由状态估计实时自动维护，而母线负荷系数则需要按周期人工维护。人工维护可以按电量推算，也可以通过电话或报表调查。

在量测不足的条件下，使用负荷层次模型进行母线负荷预测需要大量的人工维护工作，且所得结果也难以满足实时应用的需求。所以，亟需使用新的方法。有研究表明，使用人工智能技术，结合数学方法和启发式方法，可以很好地解决配电系统母线负荷预测这类信息不完备、不精确问题，该研究尚处起步阶段。

7.3　负荷预测结果的经验修正

对于负荷预测问题而言，很多因素会严重影响到预测结果的准确性，这就要凭调度人员多年的经验加以修正。这些影响因素包括：

（1）节假日的影响。显然，节假日负荷会与平日大不相同。如果用星期一到星期五的负荷资料来预测次日的负荷，肯定会有非常大的误差。应单独建立节假日模型，或者凭经验对预测结果加以修正。

（2）气象影响。降雨、降雪、干旱、高温、严寒、湿度等天气情况对用电负荷影响很大，这也只能凭经验对预测结果加以修正。

（3）社会性活动的影响。例如，第二天将有精彩的电视节目，或者有大型群众集会等，显然也可影响用电负荷。在实际的负荷曲线上都会引起一段明显的突变。根据历史经验可归纳出负荷变化的规律，下次预测时便可凭经验对预测结果加以修正。

8　配电能量管理系统与其他系统的接口

供电企业内部建立了多种信息系统，如调度自动化系统、管理信息系统、负荷管理系统等。配电能量管理系统需要与它们接口，进行数据和信息共享，才能更好地实现配电自动化和配电管理功能，减少系统间数据重复维护，消除自动化孤岛问题。其中主要的是与调度 SCADA 系统接口，与变电站自动化系统接口，与负荷控制管理系统接口，与用电

营销系统接口，与客户服务系统接口等。

8.1 与调度 SCADA 系统的接口

配电自动化系统和调度 SCADA 系统是同一电网不同电压等级的自动化系统，从而使两者之间具有紧密的联系需要大量的数据交换。配电自动化系统必须与调度 SCADA 系统密切配合才可以实现馈线自动化功能，两者之间的接口有两种方式：一是在主站端通过网络互连；二是在站端通过厂站 RTU 与配电自动化子站或终端设备接口实现。

8.2 主站间接口

配电能量管理主站系统和调度 SCADA 系统可以通过局域网连接，并采用 TCP/IP 进行网络通信实现两系统间的数据共享和信息交换。配电自动化系统可以从调度 SCADA 系统中直接或经过相应格式转换后继承在调度 SCADA 系统中已经建立的变电站内 10kV 设备参数，如 10kV 出线间隔的断路器、刀闸等设备参数和厂站一次接线图；并可以访问调度 SCADA 系统采集的 10kV 设备的实时数据，如 10kV 出线断路器和刀闸位置、出线电流和功率等。

配电自动化对于变电站内 10kV 出线设备参数可以通过安全隔离装置访问调度 SCADA 系统商用数据库实现，也可以通过双方协定的数据交换文件来实现，对于厂站接线图一般以文件方式访问。对于实时数据共享，可以利用调度 SCADA 系统的数据转发功能实现，配电自动化系统也可以通过调度 SCADA 系统开放的实时数据库接口来访问自己需要的实时数据。如果配电自动化系统和调度 SCADA 系统都遵循 IEC 61970/61968 标准，则可以利用 IEC 61970/61968 实现两者间的实时和参数数据共享。

为了准确判断馈线确实发生了永久性事故，配电主站需要调度自动化系统转发的 10kV 出口断路器的变位信号和相关的保护信号。在馈线故障的情况下，为了实现对非故障区域的供电恢复，一般需要对变电站内的 10kV 出线断路器进行遥控，配电自动化主站需要通过调度 SCADA 向 RTU 发送遥控命令。

8.3 站端间接口

由于配电网设备点多面广，对于规模较大的配电网如果配电自动化主站与所有配网终端设备直接通信，可能会存在通信瓶颈问题，需要建立配电自动化子站层，配电自动化子站汇集其负责管理多个馈线终端设备采集的实时数据向主站转发，并把主站下发的控制命令转发给相应馈线终端。配电自动化子站一般设置到变电站内，对于配电自动化系统所需要的变电站内 10kV 馈线实时信息，可以由变电站 RTU 转发给配电子站，再由子站向配电能量管理系统主站发送，对配电能量管理系统需要对 10kV 出口断路器的控制命令也由配电子站转发给 RTU，对于配置了馈线自动化功能的配电子站还可以直接发控制命令给 RTU 实现本子站管辖范围内馈线故障的处理功能。配电子站与 RTU 的通信一般采用 IEC 60870-5-101 规约，或IEC 60870-5-104规约。

8.4 与变电站综合自动化的接口

变电站自动化系统应接入配电能量管理系统主站，它们与配电能量管理系统可以通过 IEC 60870-5-101 或IEC 60870-5-104 规约实现通信。目前国内一般把变电站纳入输电网管理，变电站自动化系统一般直接接入调度 SCADA 系统，此时变电站自动化系统与配电能量管理系统的关系，与上述变电站 RTU 与配电自动化主站关系基本是一致的。

在变电站自动化系统直接接入配电自动化主站的情况下，可以采用 IEC 60870-5-103 规约，或IEC 60870-5-104规约进行通信，配电自动化主站不仅要采集变电站内所有 10kV 设备的实时运行数据和保护故障信息，还应实现对各种保护定值的管理，实现保护的投退操作等。

8.5 与负荷管理系统的接口

负荷管理系统管理的是配电网馈线下负荷超过一定数量（一般大于 100kVA 或 315kVA）的电力大用户，而狭义的配电自动化系统管理的是配电网 10kV 出线直至下接的配电变压器，其实从广义上来说，负荷管理系统也属于配电自动化系统的一部分。

在 2005 年电监会颁布的《电力二次系统安全防护规定》（电监会 5 号令）中规定，负荷管理系统与配电自动化系统同属于生产控制大区中的控制区（安全 I 区），所以两个系统之间的信息交互不存在横向隔离、纵向认证等安全要求，可以在两个系统之间加装软件防火墙等通过网络直接相连，利用 IEC 60870-5-104 通信规约、遵循 IEC 61970/61968 的企业集成总线或自定义网络规约通信。

配电自动化系统与负荷管理系统的接口主要是实时信息的交换：

（1）负荷管理系统提供给配电自动化系统的信息。包括 10kV 线路上用户的实时信息（电压、功率因素、谐波、功率等）、用户变压器的实时信息（功率因素、电压合格率、谐波等），配电自动化系统可以根据这些信息在 GIS 地理图上实时显示用户的用电情况、对配电变压器进行管理等。

（2）配电自动化系统送给负荷管理系统的信息。包括 10kV 变电站出口断路器信息、馈线分段开关信息、网络拓扑信息、实时地理信息。负荷管理系统可以根据给自己供电的变电站和馈线来分析自己的供用电情况，在自己的地理图上实时显示，还可以进行线损分析等。

8.6 与用电营销系统的接口

在电力市场环境下，用电营销信息系统应能对营销业务处理信息和客户资讯进行总体综合分析，通过对客户服务层、营销业务层、工作质量管理层等多方面的数据信息对营销绩效、管理状态、营销能力、营销效果、市场情况、客户需求、工作质量进行分析，并与其他应用系统实现信息共享。在信息共享的基础上应用数据仓库与数据挖掘技术，建立数据仓库和组合优化模型，对有关经济运行、电力生产和销售、市场前景、负荷预测、利润目标等方面进行定性、定量分析。

用电营销系统与配电管理系统（DMS）之间可能的信息交互有：DMS 的配电运行管理功能从用电营销系统获得用户基本信息、用户实时数据和历史数据。在配电现场的用电检查人员可了解用户基本档案、计量资产、电量电费、计量方式等有关资料信息；对现场检查记录、用户违章用电等情况可以通过两个系统的接口返回营销系统。用电营销系统可从 DMS 获得电量数据，为本系统电量计费子系统的补充。

由于用电营销系统位于安全 III 区，而 DMS 位于安全 I 区，为实现这两个系统的数据交换必须在两个系统间装设安全隔离装置。

8.7 与客户服务系统的接口

电力企业的客户服务中心是以电话作为主要接入手段，

结合传真、E-mail、Internet 等多种接入方式，快速、准确、友好的与客户进行联系，完成大规模的信息传递和事件处理的部门。电力客户服务系统（即电力 95598）基于电话接入和智能分配技术、自动语音处理技术、Internet 技术、网络组网技术、通信技术，使客户可通过提供语音、传真、邮件、Web、手机短信、视频、IP 电话等多种服务方式不受时间、空间的限制即可享受电力营业厅可以办理的电费查询、信息咨询、故障保修、业务受理、投诉建议等服务。

电力客户服务系统的结构如图 16.8-14 所示。

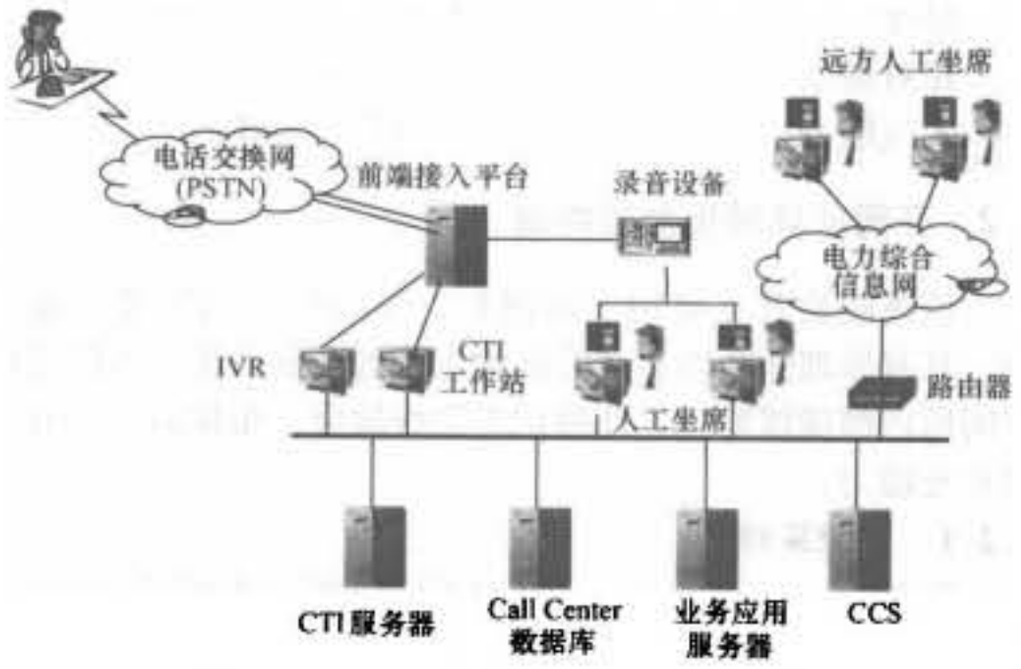


图 16.8-14　客户服务系统的网络拓扑辨识结构

客户服务系统与 DMS 可能的数据交换包括：

（1）客户服务系统的 Web 部分接收 DMS 的实时数据（包括遥测、遥信等）和 DMS 的历史数据，并将这些数据在 Internet 上公告给客户或官方机构。

（2）客户服务系统把预处理过的用户投诉信息、定位结果、报修单位提供给 DMS 的故障管理功能以进行下一步的工作流程。

（3）客户服务系统向 DMS 的停电管理功能提供语音信息库的访问接口，调度员在进行故障定位、报修单处理过程中可以监听客户投诉电话。

（4）DMS 的停电管理功能根据客户服务的用户故障信息迅速判断故障地点和范围，做出处理的决策。处理过程中的重要信息和结果可返回客户服务系统，告知客户停电范围、估计的停电时间以及投诉故障的处理进程状态。

由于用电营销系统位于安全Ⅳ区，而 DMS 位于安全Ⅰ区，为实现这两个系统的数据交换必须在两个系统间装设安全隔离装置。

8.8　与 GIS 系统的接口

基于 GIS 的配电管理系统管理的是配电网中的所有设备，包含了配电自动化系统中实时监控的设备，而 GIS 系统只有得到实时系统中相应设备的量测值以后才能体现更大的使用价值，这就需要在两个系统中建立设备代码的对应关系。因此实现两系统的信息共享、减少数据录入是系统建设中要重点考虑的问题。目前主要有两种集成模式：合成模式和分散模式。

合成模式是将 GIS 和配电自动化系统完全集成为一个系统。此种模式有以下优缺点。

（1）优点：实时系统与管理系统的参数、图形、拓扑从数据源上来说唯一。

（2）缺点：在此基础上开发出来的 GIS 系统从功能上来说有些难以实现；GIS 系统的使用者一般是配电工区，实时系统的使用者一般是调度人员，由于关心的信息不一样，需要维护的数据也不一样；GIS 系统属于管理系统，将实时系统与管理系统一起使用，安全上存在隐患。

分散模式是指 GIS 系统和实时系统各自建设，进行数据交互。分散模式一般采用商用 GIS 平台软件为基础，在此平台上开发配电管理系统。此种模式从电力系统的管理上来说比较清晰，调度人员只管理实时信息，实时信息同时送给 GIS 系统，配电工区除了看到配网管理信息外也可以看到实时信息，但没有在实时系统上操作的权限。

配电 GIS 系统属于管理系统，位于二次系统安全区中的管理大区（安全 III 区），而配电自动化系统属于实时监控系统，位于二次系统安全区中的控制区（安全 I 区）。按照《电力二次系统安全防护规定》（电监会 2005 年 5 号令）中的要求，配电自动化系统和负荷管理系统需要进行横向隔离，由于配电自动化系统和 GIS 系统需要互相交换信息，所以在两系统之间需要加装正向安全隔离装置和反向安全隔离装置。

8.9　与未来系统的接口

8.9.1　分布式电源与配电自动化系统

目前几乎所有的配电系统，电流是单向的，即使是那些具有双向电流的配电系统，也是较为简单的，这使得配电公司能够大致知道电力的走向。如果电线断裂，公司能够知道线路是否通电，从而可以做出相应的补救措施。用户所有电站的发电运行可能改变这一切。使得在电力公司相信电线是断电的情况下，毫无防备地使其带电，从而伤害施工人员或引发火灾。

分布式电源接入电网必然对配电自动化中的故障处理带来革命性的变化，现有的故障处理模式不再适用。

8.9.2　电力市场与配电自动化系统

在电力市场环境下，配电自动化系统应能提供对需求响应等系统的技术支持，满足分时电价、可中断电价、中央空调等负荷编组短时轮控、响应负荷作为旋转备用等需求响应计划的需要。

第 9 章 配电自动化指标

1 配电终端技术指标

配电终端是用于中低压电网的各种远方监测、控制单元的总称。包括柱上开关监控终端 FTU（Feeder Terminal Unit）、配电变压器监测终端 TTU（Transformer Terminal Unit）、开闭所/环网柜/公用及用户配电所的监控终端 DTU（Distribution Terminal Unit）等。

1.1 柱上开关监控终端

柱上馈线终端适用于 35kV 以下馈线监测和控制，应用于 1 个柱上馈线开关的监控，提供 1 回路全量交流采样，能够识别馈线故障。

1.1.1 交流采样

容量	2 电压，4 电流（零序电流可选）
电压输入标称值	220/100/57.7V 50Hz
电流输入标称值	5A 50Hz
电压电流采样精度	0.5 级
有功采样精度	0.5 级
无功采样精度	1.0 级
相位角精度	＜2°
谐波电压/电流精度	1.0 级（3、5、7 次谐波）
每一回路的功率消耗（标称输入值时）	＜0.25VA
短期过量交流输入电流（施加标称值 5A 的 20 倍）	持续时间＜1s，系统工作正常

1.1.2 遥信采集

容量	4 个
分辨率	＜10ms
软件防抖动时间	10～60000ms 可设

1.1.3 遥控

容量	2 路
输出方式	继电器常开触点
接点容量	AC277V，10A；DC30V，10A

1.1.4 电源

主电源	开关两侧 TV 交流 220V 绕组（可互为备用）
备用电源容量	24V 7/12Ah 铅酸蓄电池
整机功耗	＜15VA（不含通信模块）

1.1.5 通信

根据需要配置 RS232/RS485/RJ45 以太网通信模块

通信协议 DNP3.0、IEC 60870-5-101、IEC 60870-5-104

1.1.6 可靠性指标

平均无故障时间（MTBF）	50000h（不包含备用电源）

1.1.7 机械特性

机箱防尘、防雨、防腐蚀	符合 GB/T 4028—1993 规定的 IP64 级要求
机箱材料	不锈钢或进口敷铝锌板

1.1.8 环境条件

温度	－40℃～＋70℃
相对湿度	5%～95%
大气压力	86～106kPa

1.2 开闭所环网柜监控终端

该终端装置主要用于环网柜、开闭所及低压变电站监控。具有处理 2 个以上开关远程监控的全部功能。可以完成开闭所内部馈线监控，能够识别馈线故障。根据需要具有容量扩充能力。

1.2.1 交流采样

容量	针对不同应用，选择配置方式
电压输入标称值	220/100V 50Hz
电流输入标称值	5A 50Hz
电压电流采样精度	0.5 级
有功采样精度	0.5 级
无功采样精度	1.0 级
相位角精度	＜2°
谐波电压/电流精度	1.0 级（3、5、7 次谐波）
每一回路的功率消耗（标称输入值时）	＜0.25VA
短期过量交流输入电流（施加标称值 5A 的 20 倍）	持续时间＜1s，系统工作正常

1.2.2 遥信采集

容量	根据需要配置
分辨率	＜10ms
软件防抖动时间	10～60 000ms 可设

1.2.3 遥控

容量	根据需要配置
输出方式	继电器常开触点
接点容量	AC277V，10A；DC30V，10A

1.2.4 电源

主电源	取自 TV 或者专用的 220/110V 交流电
备用电源容量	24V 7/12Ah 铅酸蓄电池
整机功耗	＜15VA（不含通信模块）

1.2.5 通信

异步 RS232 接口，通信速率支持 110～57 600bps

以太网络接口，10/100M 自适应

支持 DNP3.0、IEC 60870-5-101，IEC 60870-5-104 协议

1.2.6 机械特性

机箱防护性能	符合 GB/T 4028—1993 规定的 IP54 级要求
机箱材料	亮面不锈钢或进口敷铝锌板

1.2.7 环境条件

温度	－40℃～＋70℃
相对湿度	5%～95%
大气压力	86～106kPa

1.3　配电变压器监测终端

配电变压器数据采集终端装置主要应用于配电网自动化系统中，适用于 10kV 配电变压器监测。该终端应用于 1 台配电变压器的监控，提供一回路全量交流采样，能够实现对配电变压器各种数据的综合监测。

1.3.1　交流采样

容量	3 电压，3 电流
电压输入标称值	220V　50Hz
电流输入标称值	5A　50Hz
电压、电流、有功采样精度	0.5 级
无功采样精度	1.0 级
相位角精度	＜2°
每一回路的功率消耗（标称输入值时）	＜0.25VA

1.3.2　电源

供电电源	配电变压器低压侧交流 220V
整机功耗	＜5W（不含通信模块）

1.3.3　通信

1 个通用 RS232 接口，1 个维护专用接口

1 个 RS485 接口

DNP3.0、IEC 60870-5-101 协议

1.3.4　可靠性指标

平均无故障时间（MTBF）50 000h（不包含备用电源）

1.3.5　机械特性

机箱防尘、防雨、防腐蚀	符合 GB/T 4028—1993 规定的 IP64 级要求
机箱材料	不锈钢或进口敷铝锌板

1.3.6　环境条件

温度	－40℃～＋70℃
相对湿度	5%～95%
大气压力	86～106kPa

1.4　配电变压器无功补偿终端

无功补偿装置主要用在配电变压器的低压侧，用于补偿配电变压器无功功率，改善配电变压器的无功潮流，从而提高变压器的经济运行特性，减少电网损失。电容器可根据需求灵活配置，可完成三相共补电容器和单相分补电容器的投切。可对变压器进行在线监测。

1.4.1　交流采样

采集量	三相四线电压，三相电流
电压输入标称值	相电压 220V　50Hz
电流输入标称值	5A　50Hz
电压采样精度	0.5 级
电流采样精度	1.0 级
有功采样精度	1.5 级
无功采样精度	1.5 级
谐波电压/电流精度	1.0 级（3、5、7 次谐波）

1.4.2　补偿容量

分补容量	0～8 组单相电容，每组电容 3，5，7.5，10kvar
共补容量	0～16 组三相电容，每组电容 10，12，14，15，18，25，30kvar
智能复合开关触点容量	40A

1.4.3　电源

主电源	配电变压器低压侧三相四线交流电源（线电压 380V）
智能复合开关电源	直流 12V

1.4.4　通信

1 个与主站通信接口，1 个维护专用接口

DL/T 645 协议

1.4.5　机械特性

机箱防尘、防雨、防腐蚀	符合 GB/T 4028—1993 规定的 IP64 级要求
机箱材料	不锈钢或进口敷铝锌板

1.4.6　环境条件

温度	－40℃～＋70℃
相对湿度	5%～95%
大气压力	86～106kPa

2　配电子站技术指标

配电自动化子站一般安装在变电站、开闭所内，管理其附近的柱上开关、开闭所等的配电站端监控设备，完成馈线监控、当地监控及馈线重合闸的功能；并将实时数据转送配电主站。

2.1　通信接口

1）可编程的同步/异步 RS232/RS422/RS485 用于跟其他设备通信。

2）异步 RS232 口用于维护调试或其他智能设备。

3）异步 RS232 口可外接拨号 MODEM 用于通过公用电话网进行远程维护。

4）带变压器隔离的总线接口用于连接多个 I/O 模块。

5）以太网接口。

2.2　交流采样

根据需要完成多条回路的电流、电压、有功、无功、功率因数等模拟量的采集。

1）测量精度

电流	±0.5%
电压	±0.5%
功率	±0.5%
功率因数	±1.0%
电能	±1.0%

2）测量范围

电流	0～100A
电压	40～120V/40～260V/40～450V
采样点数	128 点、64 点、32 点/周波
被测信号频率范围	45～55Hz
谐波分析精度	±2%
谐波分析采样点数	128 点/周波
谐波次数	45～55Hz

2.3　数字量输入

根据需要完成多个开关量或脉冲量的采集，技术指标如下：

1）开关量

消颤周期设置范围	0～60 000ms
SOE 分辨率	不大于 2ms（不同板之间不大于 3ms）

隔离方式	光电隔离，耐压 500VDC
接点方式	无源或有源接点
有源接点输入电压	+24V
2）脉冲量	
脉冲宽度要求	>10ms
脉冲幅度	+24V
隔离方式	电隔离，耐压 500VDC

2.4 数字量输出

根据需要完成多路开关的分合闸操作或升降动作，技术指标如下：

输出形式 全隔离 C 型输出（常开）
接点容量 AC220V，10A；DC24V，10A
输出宽度 宽度可调，缺省为 1.8s

2.5 直流模拟量采集

根据需要可以完成多个直流点的采集，技术指标如下：

转换精度 ±0.5%
输入量程 0～5V
转换速度 6μs

2.6 供电电源

主电源 输入：AC220V/DC220V±20%
输出：DC48V±1V
辅助电源 输入：DC48V
输出：DC24V±1V
最大功耗 主电源不大于 200W，辅助电源不大于 50W

2.7 使用环境

环境温度	−10℃～+70℃
相对湿度	5%～100%无凝露
贮存温度	−25℃～+55℃

3 中心控制站技术指标

中心控制站是整个配电自动化系统的监控、管理中心。一般配置配电 SCADA 功能、故障处理功能、配电管理功能、Web 浏览功能等软件模块。中心控制站的技术指标与配置的计算机设备、操作系统、数据库、支撑平台软件及数据终端的数量有关系。以下给出的是中等城市配电网中心控制站基本指标。

3.1 系统容量指标

配电网系统始终处于不断发展扩充的状态，配电中心控制站系统按可伸缩要求设计，采集量和数据库的容量在软件设计上无限制，取决于所配置的设备的容量和处理能力。一般中等城市的配电部门中心控制站系统的配置容量要满足以下要求：

人工置入模拟量	≥20 000
人工置入数据量	≥20 000
遥信量	≥80 000
遥测量	≥50 000
电能量	≥20 000
遥控量	≥20 000
遥调量	≥5000
单精度模拟计算量	≥20 000
双精度模拟计算量	≥20 000
状态计算量	≥5000
采集终端数量	≥256

3.2 系统的可靠性

为保证系统的可靠性，服务器和网络设备可以采取双机冗余的技术手段，即系统中任一设备故障都不应引起系统功能的丧失。主要文件和数据库都有备份。

系统的年可用率	>99.9%
单元（模块）器件平均无故障时间	>50 000h
重要（关键）器件平均无故障时间	>100 000h

3.3 系统的负载率

1）电网正常情况下
在任意 0.5h 内，服务器 CPU 的平均负荷率 ≤20%
在任意 0.5h 内，MMI 工作站 CPU 的平均负荷率 ≤30%
在任意 0.5h 内，主站局域网的平均负荷率 ≤10%
2）电网事故状态下
在任意 10s 内，服务器 CPU 的平均负荷率 ≤40%
在任意 10s 内，MMI 工作站 CPU 的平均负荷率 ≤50%
在任意 10s 内，主站局域网的平均负荷率 ≤25%

3.4 系统实时性指标

重要模拟量越死区传递时间	<15s
遥信变位传送时间	<2s
遥控、遥调命令传送时间	<4s
系统实时数据扫描时间	2～10s
计算机远程网络通信中实时数据传送时间	<3s
画面调用时间	<5s
事故画面推出时间	<15s
画面实时数据刷新周期	3～5s
模拟屏/大屏幕数据刷新周期	3～5s
在线热备用双机自动切换及功能恢复的时间	<15s
前置机手动切换时间	<5s（故障时自动切换 20s）
故障区段隔离时间	<60s
非故障区段恢复送电时间	<120s

3.5 系统正确率

遥信正确率	≥99%
遥控正确率	≥99.99%
遥调正确率	≥99.99%
遥测综合误差	≤1.5%
遥测合格率	≥98%

3.6 事件顺序记录分辨率

系统分辨率	≤20ms
站内分辨率	≤5ms

3.7 网络通信速率

系统主干网络速率	≥100Mbit/s
串行远动通道速率	300～9600bit/s 可调

计算机远程通信的通道速率	64kbit/s～10Mbit/s 可调

3.8　系统工作环境及电源

操作温度	15℃～30℃
温度变化率	＜10
相对湿度	5%～95%（不凝结）
尘埃粒度	≥0.5u
调度所尘埃个数	＜18 000 粒/L
机房尘埃个数	＜10 000 粒/L
无线电干扰	＜126dB，在 0.15～500MHz 时
磁场干扰场强	≤800A/m（10 奥斯特）
交流工作地接地电阻	≤4Ω
安全保护地接地电阻	≤4Ω
防雷保护地接地电阻	≤10Ω
不间断电源	8h
交流电	220V±15%
周波	49～51Hz
接地电阻	＜0.5Ω

参 考 文 献

[1] 《中国电力百科全书》编辑委员会. 中国电力百科全书·输电与配电卷[M]. 北京：中国电力出版社，1995.

[2] 余贻鑫，王成山，肖俊，严雪飞，葛少云，黄纯华. 城网规划计算机辅助决策系统[J]. 电力系统自动化，2000，25(1)：59-62.

[3] 余贻鑫，段刚. 城市电网规划的认知性质与方法[J]. 电力系统自动化，2001，25(1)：27-31.

[4] 王成山，肖峻，罗凤章. 多层分区空间负荷预测结果综合调整的区间方法[J]. 电力系统自动化，2004，28(12)：12-17.

[5] J Arrillaga，N R Watson. Computer Modelling of Electrical Power Systems (Second Edition)[M]. John Wiley & Sons Ltd，2001.

[6] William H. Kersting. Distribution System Modeling and Analysis[M]. CRC Press，2001.

[7] 王守相，王成山. 现代配电系统分析[M]. 北京：高等教育出版社，2007.

[8] 三相交流系统短路电流计算(GB/T 15544—1995)[S]

[9] Transmission and Distribution Committee of the IEEE PES. IEEE Std 1366-2003. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices[S]. USA，2004.

[10] M. McGranagham，W. Roettger，E. Gunther，J. King，F. Goodman. Technical and System Requirement for Advanced Distribution Automation [R]. EPRI，Pola Alto，CA：2004. 1010915.

[11] IEEE Std 1159. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality [S]. IEEE，New York，USA，1995.

[12] 范明天，张祖平，刘思革. 城市电网电压等级的合理配置[J]. 电网技术，2006，30(10)：65-68.

[13] 吴安官，倪保珊. 电力系统线损[M]. 北京：中国电力出版社，1996.

第17篇 电力系统通信

主编单位： 国网信息通信有限公司
中国电力科学研究院
华北电力大学

主　　编： 刘建明　孙德栋　孙凤杰　陈　希

执　　笔： 刘建明　国网信息通信有限公司
孙德栋　中国电力科学研究院
孙凤杰　华北电力大学
陈　希　中国电力科学研究院
李祥珍　国网信息通信有限公司
卢文冰　华北电力大学
丁慧霞　中国电力科学研究院
吴启宏　华北电力大学
欧清海　国网信息通信有限公司
翟明岳　华北电力大学
赵子岩　中国电力科学研究院
吴润泽　华北电力大学
刘家亮　中国电力科学研究院
刘文霞　华北电力大学
张海亮　中国电力科学研究院
祁　兵　华北电力大学
孙　毅　华北电力大学
杨春萍　华北电力大学
仇英辉　华北电力大学

主　　审： 杨奇逊　华北电力大学
黄其励　东北电网有限公司

第 1 章　通 信 基 础 知 识

1　调制技术

通信的最终目的是远距离传递信息。虽然基带信号可以在传输距离不远的情况下直接传送，但如果要远距离传输，则必须将信号频谱搬移到高频处才能在信道中传输，这个实现频谱搬移的过程就称为调制。

所谓调制，就是指利用基带信号去控制载波的某些参量，使之随着基带信号的变化而变化。这里，基带信号为原始信号，又称为调制信号；载波为确知的周期波形，通常为高频谐波或周期性脉冲信号，起着运载原始信号的作用，故称为载波，当 $c(t)$ 为高频谐波时可以表示为 $c(t)=A\cos(\omega_c t+\theta)$。

通过调制，将信号的频谱搬移到信道的通带范围内，以适合信道传输，同时还可以提高信号通过信道时的抗干扰能力。

1.1　传统调制方式

根据调制信号为模拟信号或数字信号，相应地调制可以分为数字调制和模拟调制。在数字调制中，可以分为幅移键控（ASK）、频移键控（FSK）、相移键控（PSK 或 DPSK），即用数字调制信号分别去控制载波的幅度、频率和相位，使之与数字调制信号一一对应，调制波形如图 17.1-1 所示。

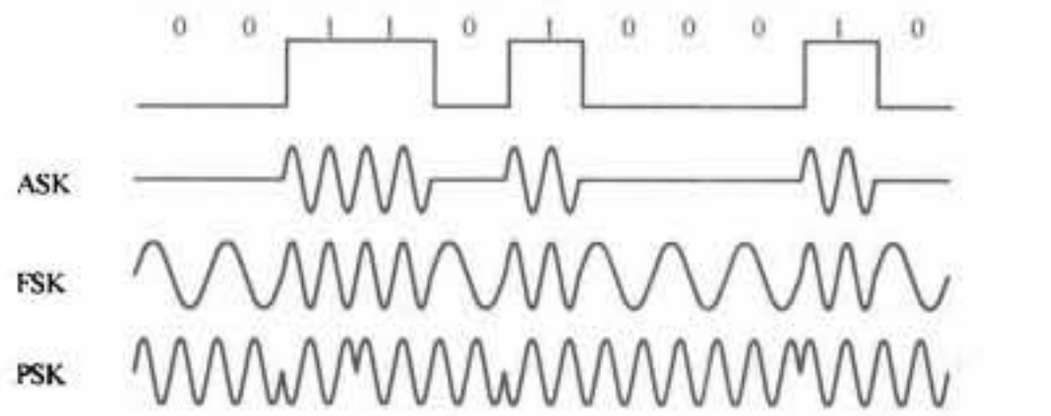


图 17.1-1　数字调制波形

在模拟调制中，又可以分为调幅（AM）、调频（FM）和调相（PM），即用模拟调制信号分别去控制载波的幅度、频率和相位，使之随着调制信号线性变化，调制波形如图 17.1-2 所示。

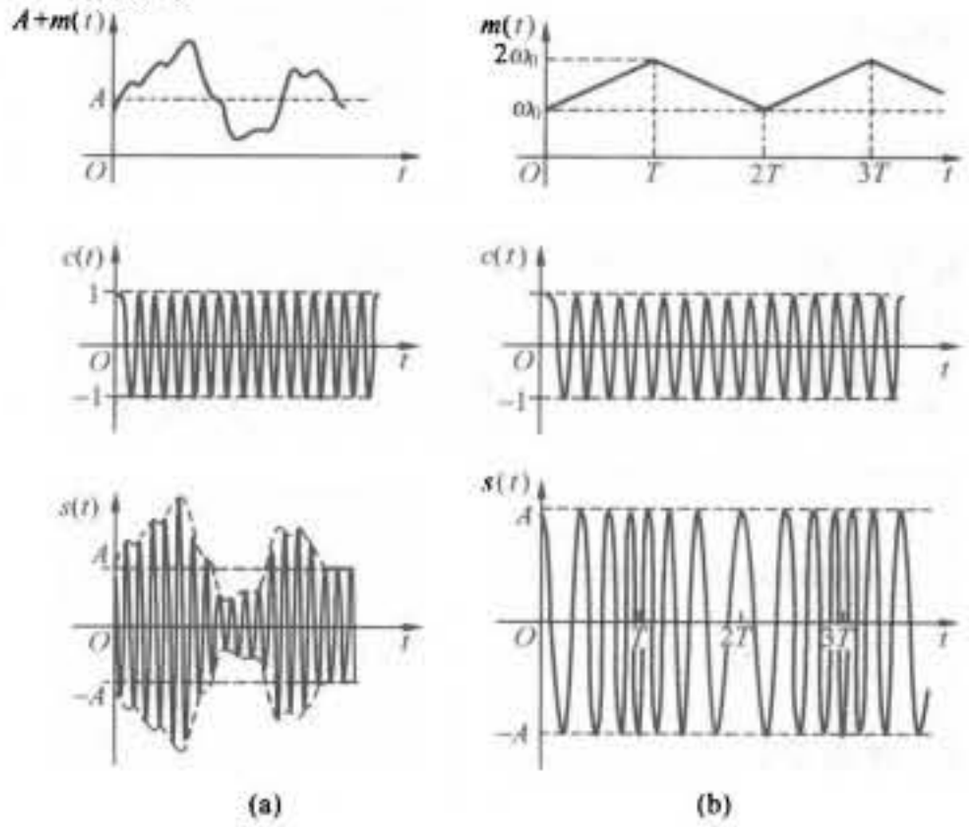


图 17.1-2　模拟调制波形
（a）AM 调制波形；（b）FM 调制波形

根据载波为高频谐波或周期性脉冲信号，调制还可以分为连续波调制和脉冲调制。模拟调制和数字调制都是连续波调制，脉冲编码调制（PCM）、脉冲振幅调制（PAM）、脉冲宽度调制（PDM）以及脉冲位置（PPM）调制等都是脉冲调制。这里，我们仅介绍连续波调制，脉冲调制将在脉冲编码调制部分详细介绍。

另外，调制还可以分为线性调制和非线性调制，线性调制中频谱搬移是沿着频率轴平移，如 AM、ASK 调制；而非线性调制中频谱搬移后还增加了许多新的频率成分，所占据的带宽也可能大大增加，如 FM、PM、FSK、PSK。

1.2　现代数字调制方式

ASK、FSK 和 PSK 作为 3 种基本数字调制方式，存在着如频谱利用率低、抗多径衰落能力差、功率谱衰减慢、带外辐射严重等不足。为了改善这些不足，人们陆续提出一些频带利用率高同时抗干扰能力强的新的调制方式，要求已调信号包络恒定并且具有最小功率谱占用率。现代数字调制技术的发展方向是最小功率谱占有率的恒包络数字调制技术。现代数字调制技术的关键在于相位变化的连续性，从而减少频率占用。多进制调制，是提高频谱利用率的有效方法，恒包络技术能适应信道的非线性，并且保持较小的频谱占用率。

所谓恒包络技术是指已调波的包络保持恒定，恒包络技术所产生的已调波经过发送带限后，当通过非线性部件时，只产生很小的频谱扩展。这种形式的已调波具有包络恒定或起伏很小的特点，并且已调波频谱具有高频快速滚降特性，即已调波旁瓣很小甚至没有旁瓣。典型的恒包络调制技术，例如本节以下所讨论的偏移四相相移键控（OQPSK）、最小移频键控（MSK）、高斯滤波最小移频键控（GMSK）等。

一个已调波的频谱特性与其相位路径有着密切的关系（因为 $\omega=\mathrm{d}\theta(t)/\mathrm{d}t$），因此，为了控制已调波的频率特性，必须控制它的相位特性。恒包络调制技术的发展正是始终围绕着进一步改善已调波的相位路径这一中心进行的。

OQPSK 也称为偏移四相相移键控（Offset-QPSK），是 QPSK 的改进型。它与 QPSK 有同样的相位关系，也是把输入码流分成两路，然后进行正交调制。不同点在于它将同相和正交两支路的码流在时间上错开了半个码元周期。OQPSK 克服了 QPSK 的 180°相位跳变，信号通过 BPF 后包络起伏小，但当码元转换时相位变化不连续，存在 90°相位跳变，因而高频滚降慢，频带仍然较宽。

OQPSK 虽然消除了 QPSK 信号中的 180°相位跳变，但并没有从根本上解决包络起伏问题。一种能够产生恒定包络、连续信号的调制称为最小移频键控，常简记为 MSK。MSK 是 2FSK（二进制频移键控）的一种特殊情况，它具有正交信号的最小频差，在相邻符号交界处相位保持连续，可以看成是调制指数为 0.5 的一种 FSK 信号。MSK 信号波形如图 17.1-3 所示。

为了减小已调波的主瓣宽度和对邻道的带外辐射，在 TFM 调制方式中，调制前对基带信号进行了“相关编码”处理。如果调制前对基带信号进行高斯滤波处理，也能达到

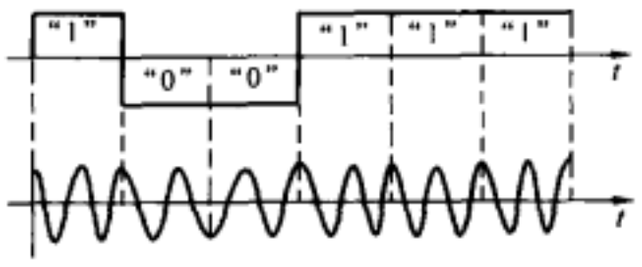


图 17.1-3 MSK 信号波形

上述目的。这就是已确定为欧洲新一代移动通信标准的一种恒包络调制方式——高斯最小频移键控（GMSK）。GMSK 的基本原理是让基带信号先经过高斯滤波器滤波，使基带信号形成高斯脉冲，之后进行 MSK 调制。由于滤波形成的高斯脉冲包络无陡峭的边沿，亦无拐点，所以经调制后的已调波相位路径在 MSK 的基础上进一步得到平滑，其频谱特性优于 MSK 和 SFSK。与 MSK、QPSK 与 OQPSK 相比，GMSK 所占据的带宽最小，带外辐射也相对最小。

2ASK（二进制幅移键控）系统的频带利用率是（1/2）bit/s/Hz，利用正交载波技术传输可使其频带利用率提高一倍。将多进制与正交载波技术结合起来还可进一步提高频带利用率，能够完成这种任务的技术称为正交振幅调制（QAM）。在频带受限系统中，QAM 是一种很有发展前途的调制方式。QAM 是用两路独立的基带信号对两个相互正交的同频载波进行抑制载波双边带调幅，利用这种已调信号的频谱在同一带宽内的正交性，实现两路并行数字信息的传输，例如 4QAM、16QAM、64QAM 等，对应的空间信号矢量端点分布图称为星座图，如图 17.1-4 所示。

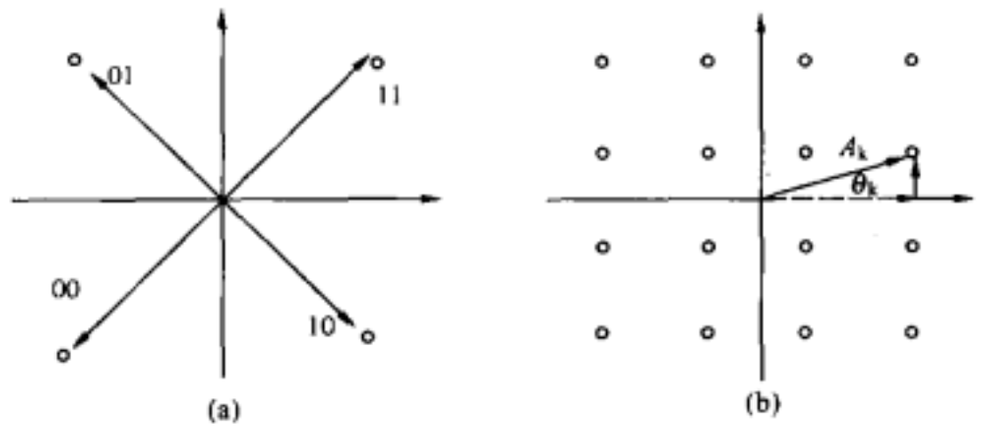


图 17.1-4 QAM 信号星座图

（a）4QAM 信号矢量图；（b）16QAM 信号矢量图

2 编码技术

数字通信系统因具有许多优点而成为当今通信的发展方向。相比模拟通信系统，数字通信系统增加了编码器和译码器，其组成如图 17.1-5 所示。

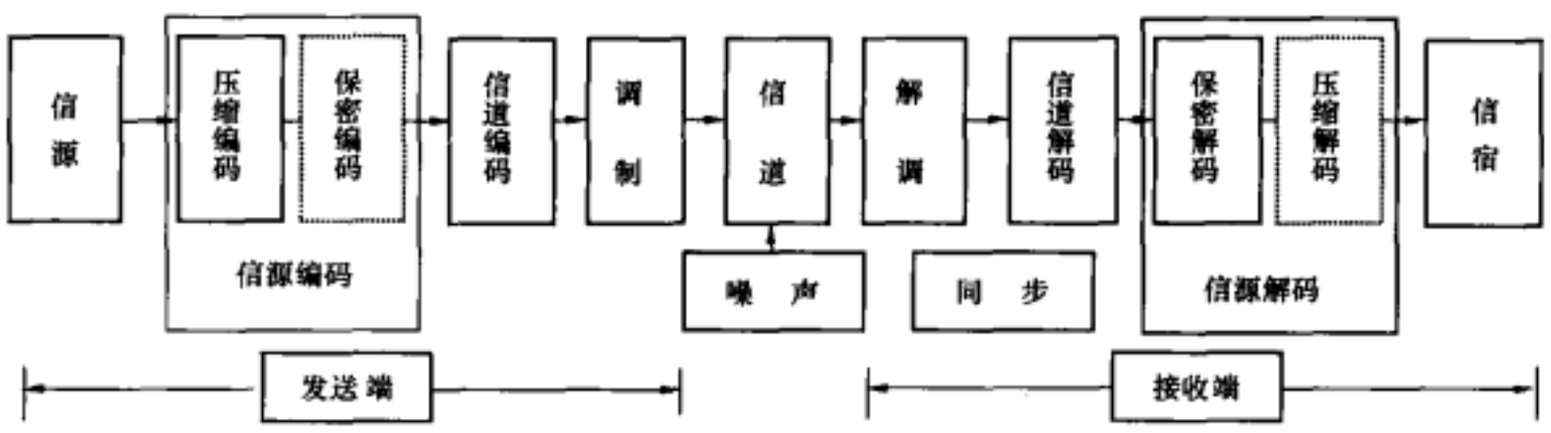


图 17.1-5 通信系统模型

按照编码器功能不同，编码器又可细分为信源编码和信道编码两部分。信源编码将模拟信号转换为可以在数字通信系统中传输的数字信号，例如话音或图像信号的数字化等；另外，数据加密或数据压缩等数字信号处理任务也是信源编码器的特定功能。信道编码则主要是实现数字信号传输中的差错控制功能。一般来说，信源编码是用来删除和减少原始信号中的信息冗余量，提高信号传输的有效性，而信道编码则是适当地增加信号传输中的信息冗余量，以此为代价提高传输的可靠性，因此它们所实现的功能是完全不同的，在设计通信系统的传输有效性和传输可靠性指标时，要全面兼顾、不可偏废。接收端译码器将编码后的信号恢复成编码前的信号，而且要尽量减少由于编码和译码所带来的信号失真。

2.1 信源编码

信源编码就是将信源产生的模拟信号转换成数字信号，以便在数字通信系统传送，这个过程又称为模/数变换。在接收端需要进行相应的数/模变换即信源译码。另外，信源编码还可以降低数字信号的传输速率，即数据压缩。

然而，自然界的许多信息经各种传感器感知后都是模拟量，例如电话、电视等通信业务，其信源输出的消息都是模拟信号。由于电话业务在通信中占有最大的业务量，所以这里以语音编码为例，简要介绍模拟信号数字化的有关理论和技术。具体介绍参见 PCM 部分的相关内容。

目前信源编码的方法主要有以下三大类：波形编码，是利用抽样定理直接把时域波形变换为数字代码序列，比特率通常在 16～64kbit/s 范围内，接收端重建信号的质量好，如 PCM、ADPCM 等；参数编码，即利用信号处理技术提取语音的一些特征信息进行编码，其比特率在 16kbit/s 以下，在接收端利用这些特征参数合成语声，但重建（恢复）信号的质量不够好；混合型编码，即波形编码和参数编码方式的混合。

目前用的最普遍的波形编码方法有脉冲编码调制（PCM）和增量调制（ΔM）。采用 PCM 的模拟信号的数字传输系统如图 17.1-6 所示，首先对模拟信息源发出的模拟信号进行抽样，使其成为一系列离散的抽样值，然后将这些抽样值进行量化并编码，变换成数字信号。这时信号便可用数字通信方式传输。在接收端，则将接收到的数字信号进行译码和低通滤波，恢复原模拟信号。模拟信号数字化的方式有改进型差分脉冲编码调制（DPCM）、自适应差分脉冲编码调制（ADPCM）和增量总和调制、数字压扩自适应增量调制等。

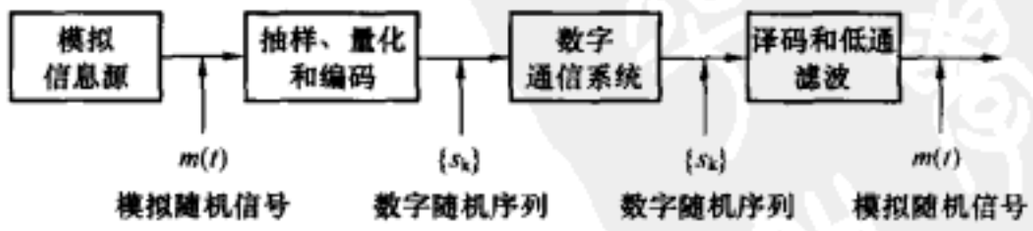


图 17.1-6 模拟信号的数字传输

2.2 信道编码

在实际信道上传输数字信号时，由于信道传输特性不理想及加性噪声的影响，接收端所收到的数字信号不可避免地

会发生错误。为了在已知信噪比的情况下达到一定的比特误码率指标，首先应该合理设计基带信号，选择调制解调方式，采用时域、频域均衡，使比特误码率尽可能降低。但实际上，在许多通信系统中的比特误码率并不能满足实际的需求。此时则必须采用信道编码（即差错控制编码）才能将比特误码率进一步降低，以满足系统指标要求。信道编码的目的就是提高通信抗干扰能力，尽可能地控制差错。

信道编码也称为纠错编码，是指在发送端对信源编码后的信号按一定规则附加一些监督码元，以便接收端检测误码。另外，波形编码也可以归为信道编码的范畴，即改善波形检测性能，如双极性波形、正交波形、多元波形、双正交波形编码等。

差错控制编码的基本实现方法是在发送端将被传输的信息附上一些监督码元，这些多余的码元与信息码元之间以某种确定的规则相互关联（约束）。接收端按照既定的规则校验信息码元与监督码元之间的关系，一旦传输发生差错，则信息码元与监督码元的关系就受到破坏，从而接收端可以发现错误乃至纠正错误。常见的纠错编码方法有前向纠错编码（FEC）、线性分组码（汉明码、循环码）、RS 码、BCH 码、FIRE 码、卷积码、TCM 编码、Turbo 码等。其中，线性分组码具有如下性质：

（1）封闭性。任意两个码组的和还是许用的码组。

（2）码的最小距离等于非零码的最小码重。对于码组长度为 n、信息码元为 k 位、监督码元为 $r=n-k$ 位的分组码，常记作（n，k）码，如果满足 $2r-1\geqslant n$，则有可能构造出纠正 1 位或 1 位以上错误的线性码。

循环码是线性分组码中最重要的一种子类，是目前研究得比较成熟的一类码。由于循环码具有码的代数结构清晰、性能较好、编译码简单和易于实现的特点，因此在目前的计算机纠错系统中所使用的线性分组码几乎都是循环码。它不仅可以用于纠正独立的随机错误，而且也可以用于纠正突发错误。循环码除了具有线性分组码的性质之外，还具有循环性，即任何许用的码组循环移位后的码组还是许用码组。

纠错码的译码是该编码能否得到实际应用的关键所在。译码器往往比编码器难于实现，对于纠错能力强的纠错码更复杂。循环码译码器可分为用于纠错和用于检错的循环码译码器，用于纠错的循环码译码器的译码算法比较复杂，而用于检错的循环码译码器如循环冗余校验码（CRC 校验码）则相对简单且易于实现，因此应用更加广泛。

卷积码的主要特点是有记忆特性，它也是将 k 个信息比特编成 n 个比特，但 k 和 n 通常很小，特别适合以串行形式进行传输，时延小。与分组码不同，卷积码编码后的 n 个码元不仅与当前段的 k 个信息有关，还与前面的 $N-1$ 段信息有关，编码过程中互相关联的码元个数为 nN。卷积码的纠错性能随 N 的增加而增大，而差错率随 N 的增加而指数下降。在编码器复杂性相同的情况下，卷积码的性能优于分组码。但卷积码没有分组码那样严密的数学分析手段，目前大多是通过计算机进行好码的搜索。

卷积码的译码方法主要有两种，即代数译码和概率译码。代数译码是根据卷积码的本身编码结构进行译码，译码时不考虑信道的统计特性。概率译码在计算时要考虑信道的统计特性。典型的算法如最大似然译码、Viterbi 译码、序列译码等。

3　数字基带传输系统

数字基带传输系统是数字通信中常用的系统，也是研究数字频带传输系统的基础。来自数据终端的原始数据信号，往往含有丰富的低频分量，甚至直流分量，因而被称为数字基带信号。在某些具有低通特性的有线信道中，特别是传输距离不太远的情况下，数字基带信号可以直接传输，这就是数字基带传输。

3.1　数字基带传输系统的组成

数字基带传输系统的基本结构如图 17.1-7 所示。

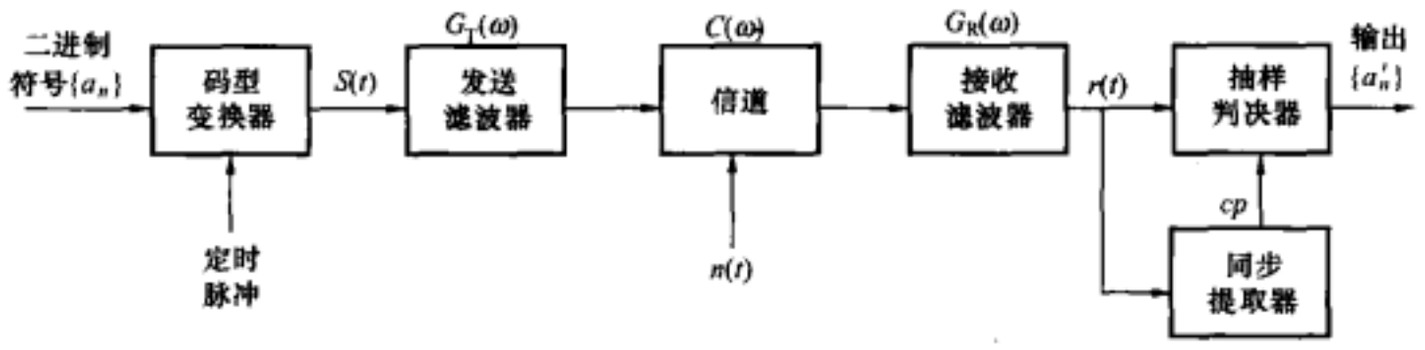


图 17.1-7　数字基带传输系统

图 17.1-7 中系统各部分的作用简述如下：

（1）码型变换器。其作用就是把原始基带信号变换成适合于信道传输的各种码型，达到与信道匹配的目的。

（2）发送滤波器。码型变换器输出的各种码型是以矩形为基础的，往往低频分量和高频分量都比较大，占用频带较宽，不利于信道的传输。发送滤波器的作用就是把它变换为比较平滑的波形，如升余弦波形等，这样利于压缩频带，便于传输。

（3）信道。它是允许基带信号通过的媒质，通常为有线信道，如市话电缆、架空明线等。信道的传输特性通常不满足无失真传输条件，甚至是随机变化的。另外，信道还会进入噪声。在通信系统的分析中，常常把噪声用 $n(t)$ 等效，集中在信道中引入。一般认为噪声为加性高斯白噪声。

（4）接收滤波器。它的主要作用是滤除带外噪声，对信道特性均衡，使输出的基带波形利于抽样判决。

（5）抽样判决器。它是在传输特性不理想及噪声背景下，在规定时刻（由位定时脉冲控制）对接收滤波器的输出波形进行抽样判决，以恢复或再生基带信号。用来抽样的位定时脉冲依靠同步提取电路从接收信号中提取，位定时的准确与否将直接影响判决效果。

3.2　数字基带信号

3.2.1　数字基带信号的要求

不同形式的数字基带信号（又称为码型）具有不同的频谱结构，为适应信道的传输特性及接收端再生、恢复数字基带信号的需要，必须合理地设计数字基带信号，即选择合适的信号码型。选择数字基带信号码型时，应遵循以下基本原则：

（1）数字基带信号应不含有直流分量，且低频及高频分量也应尽量少。

（2）数字基带信号中应含有足够大的定时信息分量。

（3）基带传输的信号码型应对任何信源具有透明性，即

与信源的统计特性无关。这一点也是为了便于定时信息的提取而提出的。

此外，选择的基带传输信号码型还应有利于提高系统的传输效率，具有较强的抗噪声和码间串扰的能力及自检能力。

3.2.1.1 数字基带信号的波形

对不同的数字基带传输系统，应根据不同的信道特性及系统指标要求，选择不同的数字脉冲波形，如矩形脉冲、三角波、高斯脉冲或升余弦脉冲等。实际系统常用的数字波形是矩形脉冲，这是由于矩形脉冲易于产生和处理。以矩形脉冲为例，介绍常用的几种数字基带信号波形，这些波形如图 17.1-8 所示。

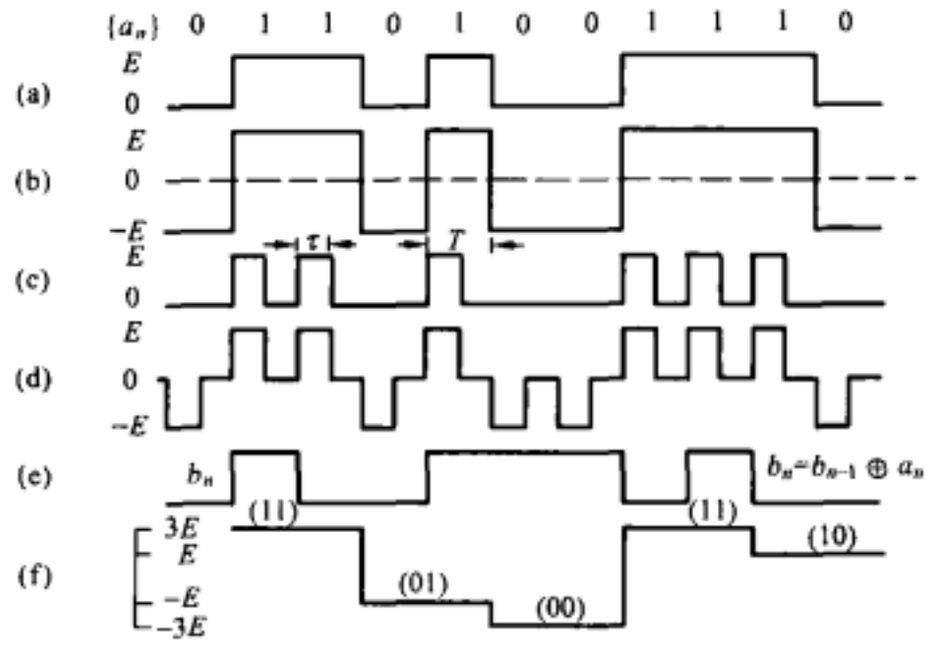


图 17.1-8 几种常用的基带信号波形

(a) 单极性波形；(b) 双极性波形；(c) 单极性归零波形；(d) 双极性归零波形；(e) 差分波形；(f) 多电平脉冲波形

(1) 单极性波形 (NRZ)。这种波形用正（或负）电平和零电平分别表示二进制码元的“1”码和“0”码，如图 17.1-8 (a) 所示。波形的特点是脉冲的极性单一，有直流分量，脉冲宽度等于码元宽度。这种脉冲又称为不归零码 (Non Return to Zero，NRZ)。NRZ 波形一般用于近距离的电传机之间的信号传输。

(2) 双极性波形。在双极性波形中，用正电平和负电平分别表示二进制码元的“1”码和“0”码，如图 17.1-8 (b) 所示。这种波形无直流分量，具有较强的抗干扰能力，在基带传输系统中应用广泛。

(3) 单极性归零波形 (RZ)。这种波形如图 17.1-8 (c) 所示，脉冲宽度 τ 小于码元的宽度 T，故称为归零波形 (Return to Zero，RZ)。RZ 有利于定时信息的提取，仍含有直流分量，在匹配接收时，输出信噪比较不归零波形的低。

(4) 双极性归零波形。这种波形是用正电平和负电平分别表示二进制码元的“1”码和“0”码，脉冲宽度 τ 小于码元宽度 T，如图 17.1-8 (d) 所示，兼有双极性波形和归零波形的特点。

(5) 差分波形（相对码波形）。以上几种波形为绝对码波形，信息码也称为绝对码。所谓差分波形是一种把信息码元“1”和“0”反映在相邻信号码元的相对电平变化上的波形，如图 17.1-8 (e) 所示。差分波形中，码元“1”和“0”分别用电平的跳变和不变来表示，即用相邻信号码元的相对电平来表示码元“1”和“0”，故差分波形也称为相对码波形。

(6) 多电平脉冲波形（多进制波形）。上述各种波形都是二进制波形，实际上还存在多电平脉冲波形（多进制波形）。图 17.1-8 (f) 所示是四电平脉冲波形，每种电平用两位二进制码元表示，如 00 代表 $-3E$，01 代表 $-E$，10 代表 $+E$，11 代表 $+3E$。多电平脉冲波形一般在高速数据传输系统中用来压缩码元速率，提高系统的频带利用率。在相同信号功率的条件下，多进制传输系统的抗干扰性不如二进制系统。

3.2.1.2 常用的基带传输码型

为满足基带传输系统的特性要求，必须选择合适的传输码型。

(1) 传号交替反转码——AMI (Alternate Mark Inversion) 码。AMI 码又称为平衡对称码。编码规则为：把码元序列中的“1”码变为极性交替变化的传输码 $+1$、-1、$+1$、-1、…，而码元序列中的“0”码保持不变。这种码中无直流分量，且低频和高频分量也较少，信号的能量主要集中在 $f_T/2$ 处 (f_T 为码元速率)。AMI 码是伪三电平码，也称为 1B/1T 码型。AMI 码编译码电路简单，便于观察误码情况。但当码元序列中出现长连“0”时，提取定时信号困难，实际系统中常采用 AMI 码的改进型——HDB_3 码。

(2) 三阶高密度双极性码——HDB_3 (High Density Bipolar 3) 码。HDB_3 码的编码规则为：

1) 把码元序列进行 AMI 编码，然后去检查 AMI 码中连“0”的个数，如果没有 4 个以上（包括 4 个）连“0”串时，则这时的 AMI 码就是 HDB_3 码。

2) 如果出现 4 个以上连“0”串时，则将每 4 个连“0”小段的第 4 个“0”变成与其前一个非“0”码 ($+1$ 或 -1) 相同的码。这个码破坏了“极性交替反转”的规则，因而称为破坏码，用符号 V 表示 ($+1$ 记为 $+V$，-1 记为 $-V$)。

3) 为了使附加 V 码后的序列中仍不含直流分量，必须保证相邻的 V 码极性交替。这一点，当相邻的 V 码之间有奇数个非“0”码时，能得到保证；但当相邻的 V 码之间有偶数个非“0”码时，则得不到保证。这时再将该连“0”小段中的第 1 个“0”变成 $+B$ 或 $-B$，B 的极性与其前一个非“0”码相反，并让后面的非“0”码从 V 码后开始再极性交替变化。

HDB_3 码的频谱中既消除了直流和甚低频分量，又消除了方波中的高频分量，非常适合基带传输系统的特性要求。HDB_3 码是目前实际系统中应用最广泛的码型。HDB_3 码仍属于 1B/1T 码型。

(3) 曼彻斯特 (Manchester) 码。曼彻斯特码又称数字双相码或分相码，曼彻斯特码用一个周期的方波代表码元“1”，而用它的反相波形代表码元“0”。这种码在每个码元的中心部位都发生电平跳变，有利于定时同步信号的提取，且定时分量的大小不受信源统计特性的影响。曼彻斯特码无直流分量，但占用的频带增加了一倍，适合在较短距离的同轴电缆信道上传输。

(4) 传号反转码——CMI 码。在 CMI 码中，“1”码 (传号) 交替地用正、负电平脉冲表示，而“0”码用固定相位的一个周期方波表示。CMI 码不含有直流分量，易于提取同步信号，具有一定的误码检测能力。

CMI 码和曼彻斯特码都是将一位二进制码用一组两位二进制码表示，因此称其为 1B2B 码。

3.2.2 数字基带信号的功率谱

研究基带信号的谱结构可以了解信号需要占据的频带宽度，所包含的频谱分量有无直流分量、有无定时分量等。这样，才能针对信号谱的特点来选择相匹配的信道，以及确定是否可从信号中提取定时信号。

在通信中，除测试信号外，数字基带信号通常都是随机脉冲序列。随机脉冲序列功率谱包括两部分：连续谱和离散

谱。连续谱总存在，而离散谱视情况而定。根据连续谱可以确定随机序列的宽度；根据离散谱可以确定随机序列是否包含直流成分及定时信号。

3.3　基带信号的传输及码间串扰

在基带传输系统中，由于系统（主要是信道）特性不理想，接收端收到的数字基带信号波形会发生畸变，使码元之间互相产生干扰。此外，信号在传输过程中受信道加性噪声的影响，还会使接收波形叠加上随机干扰，造成接收端判决时发生误码。为了消除或减少这些干扰，必须合理地设计基带传输系统。

基带传输系统总的传输特性 $H(\omega)$ 可写为

$$H(\omega) = G_T(\omega)C(\omega)G_R(\omega) \qquad (17.1\text{-}1)$$

基带传输系统的冲激响应为

$$h(t) = \frac{1}{2\pi}\int_{-\infty}^{+\infty} H(\omega)e^{j\omega t}\,d\omega$$

$$= \frac{1}{2\pi}\int_{-\infty}^{+\infty} G_T(\omega)C(\omega)G_R(\omega)e^{j\omega t}\,d\omega \qquad (17.1\text{-}2)$$

需要合理设计基带信号和基带传输系统。从理论上说，只要合理地设计系统的传输特性，码间串扰是可以消除的；但随机干扰不能被完全消除，只能尽量减小其影响。

3.3.1　理想低通传输系统

满足无码间串扰的基带传输系统的 $H(\omega)$ 并不是唯一的。最简单的一种，就是 $H(\omega)$ 为理想低通传输系统，即

$$H(\omega) = H_{eq}(\omega) = \begin{cases} T_b, |\omega| \leqslant \dfrac{\pi}{T_b} \\ 0, |\omega| > \dfrac{\pi}{T_b} \end{cases} \qquad (17.1\text{-}3)$$

式中：$H_{eq}(\omega)$ 为等效低通传输特性。

$H(\omega)$ 如图 17.1-9（a）所示，图 17.1-9（b）为系统的冲激响应 $h(t)$。

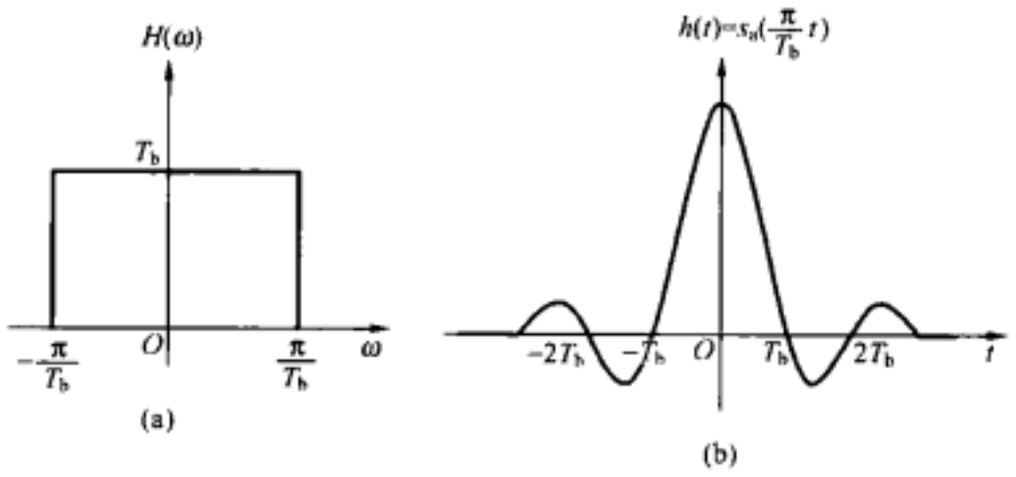


图 17.1-9　理想低通传输系统

（a）$H(\omega)$；（b）$h(t)$

由图 17.1-9 看出，系统带宽 $B=\dfrac{\pi}{T_b}/2\pi=1/2T_b$Hz。冲激响应 $h(t)$ 在 $t=0$ 时刻的抽样值最大，而在其他时刻的抽样值 $h(kT_b)=0$。这时输入数据如果以 $1/T_b$Baud 的速率进行传送，则在抽样时刻上的码间串扰是不存在的。系统若以高于 $1/T_b$Baud 的速率传送时，将存在码间串扰。因此，该系统最大无码间串扰的传输速率为 $R=1/T_b=2B$Baud，此时系统最高频带利用率为 $R/B=2$Baud/Hz。即一个理想的低通系统，无码间串扰的最高码元传输速率是系统带宽的 2 倍。这样一个既无码间串扰，又达到极限频带利用率的条件称为奈奎斯特第一准则。相应地，把理想低通传输系统的带宽 B（Hz）称为奈奎斯特带宽；把系统最大无码间串扰的传输速率 $R=2B$Baud 称为奈奎斯特速率；把 $s_a\left(\dfrac{\pi t}{T_b}\right)=\dfrac{\sin\pi t/T_b}{\pi t/T_b}$ 脉冲称为奈奎斯特脉冲。

3.3.2　升余弦滚降传输特性

理想低通传输系统是无法实现的，实际系统中采用的是具有滚降特性的无码间串扰系统。采用的升余弦滚降传输特性如图 17.1-10 所示。

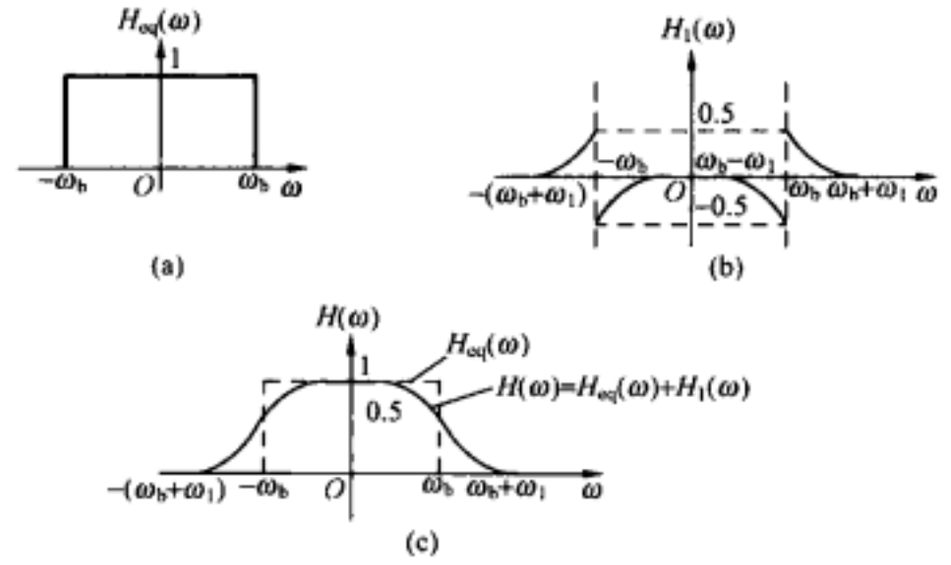


图 17.1-10　升余弦滚降传输特性

（a）$H_{eq}(\omega)$；（b）$H_1(\omega)$；（c）$H(\omega)$

升余弦滚降传输特性 $H(\omega)$ 可表示为

$$H(\omega) = H_{eq}(\omega) + H_1(\omega) \qquad (17.1\text{-}4)$$

式中：$H_{eq}(\omega)$ 是截止频率为 ω_b 的理想低通传输系统的特性；$H_1(\omega)$ 具有滚降传输特性，幅度关于 $|\omega|=\omega_b$ 奇对称，且其上、下截止角频率分别为 $\omega_b+\omega_1$、$\omega_b-\omega_1$，它的选取可根据需要选择，升余弦滚降传输特性采用余弦函数。

$H(\omega)$ 是对 $H_{eq}(\omega)$ 按 $H_1(\omega)$ 的滚降特性进行“圆滑”得到的。

3.3.3　无码间串扰时噪声对传输性能的影响

码间串扰和噪声是产生误码的因素。无噪声影响时能够消除码间串扰的基带传输特性。

图 17.1-11 所示为基带系统接收端框图。假设基带传输系统中的噪声 $n(t)$ 为平稳的、均值为零、方差为 σ_n^2 的加性高斯白噪声，单边功率谱密度为 n_0。接收滤波器是一个线性网络，其传输特性为 $G_R(\omega)$，则判决器输入端的噪声特性 $n_R(t)$ 确定，$n_R(t)$ 也是均值为零、方差为 σ_n^2 的高斯平稳随机噪声，功率谱密度是 $n_0|G_R(\omega)|^2/2$。其瞬时值 V 的统计特性由一维高斯概率密度描述，如式（17.1-5）所示。

$$f(V) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_n}e^{-\frac{V^2}{2\sigma_n^2}} \qquad (17.1\text{-}5)$$

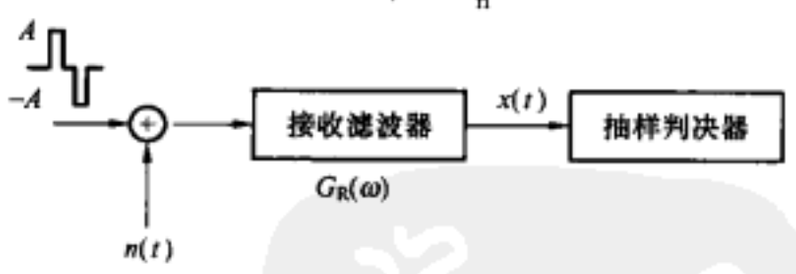


图 17.1-11　基带系统接收端框图

对于双极性基带信号，设发送“1”码的概率为 $P(1)$，发送“0”码的概率为 $P(0)$。令判决门限为 V_d，将“1”错判为“0”的概率为 P_{e1}，将“0”错判为“1”的概率为 P_{e2}，则基带传输系统总的误码率为

$$P_e = P(1)P_{e1} + P(0)P_{e2} \qquad (17.1\text{-}6)$$

因此，基带传输系统的总误码率与判决门限电平 V_d 有关。通常把使总误码率最小的判决门限电平称为最佳门限电平。

$$V_d = \frac{\sigma_n^2}{2A}\ln\frac{P(0)}{P(1)} \qquad (17.1\text{-}7)$$

若发送“1”码和“0”码的概率相等，即 $P(1)=P(0)=1/2$，此时最佳判决门限电平 $V_d=0$，基带传输系统总误

码率为

$$P_e = \frac{1}{2} erf\left(\frac{A}{\sqrt{2}\sigma_n}\right) \tag{17.1-8}$$

式中：$erf(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}}\int_0^x e^{-t^2} dt$ 为误差函数。系统的总误码率依赖于信号峰值 A 与噪声均方根值 σ_n 之比，而与采用什么样的信号形式无关。

如果采用单极性基带波形，则最佳判决门限电平为

$$V_d = \frac{A}{2} + \frac{\sigma_n^2}{A} \ln \frac{P(0)}{P(1)} \tag{17.1-9}$$

3.4 眼图

在基带传输系统中，为了使系统达到最佳化，除了用专门精密仪器进行测试和调整外，大量维护工作希望用简单的方法和通用仪器宏观监测系统的性能，其中一个有用的实验方法是观察眼图。

图 17.1-12 给出了无噪声情况下，无码间串扰和有码间串扰的眼图。图 17.1-12（a）是无码间串扰的基带脉冲序列，用示波器观察到的图 17.1-12（c）是与之对应的眼图，迹线又细又清晰，“眼睛”张得很大。图 17.1-12（b）是有码间串扰的基带脉冲序列，此波形已经失真。用示波器观察到的眼图的迹线不清晰，“眼睛”张开得较小，如图 17.1-12（d)所示。眼图的“眼睛”张开大小反映着码间串扰的强弱。眼图中央垂直线表示最佳判决时刻，信号取值为 ±1，眼图中央的横轴位置为最佳判决门限电平。

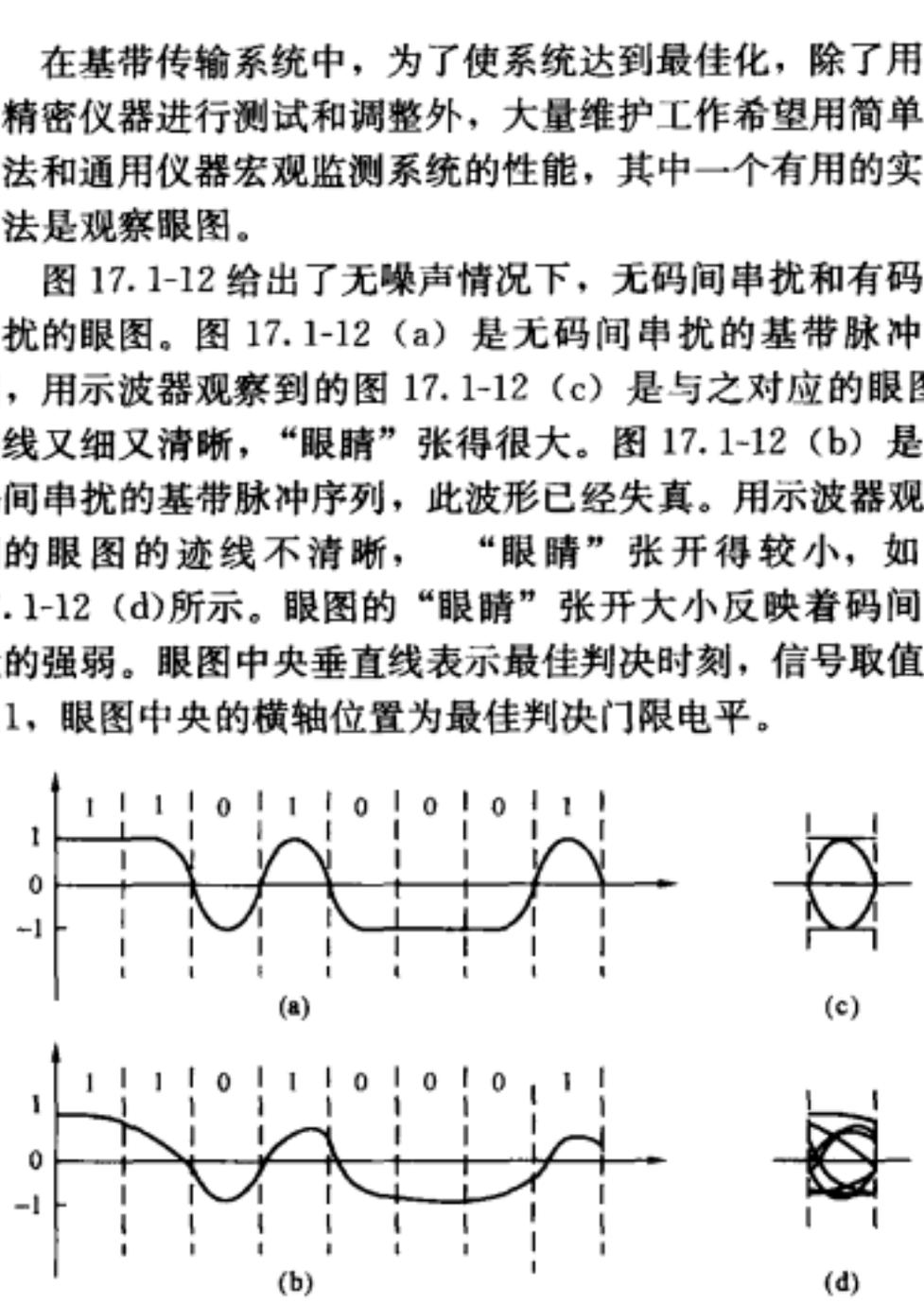


图 17.1-12 基带信号波形及眼图

（a）无码间串扰的基带脉冲序列；（b）有码间串扰的基带脉冲系列；（c）对应无码间串扰的眼图；（d）对应有码间串扰的眼图

眼图对于数字信号传输系统性能分析很有用，它能直观地表明码间串扰和噪声的影响，能评价一个基带系统的性能优劣。可把眼睛理想化，简化为一个模型，如图 17.1-13 所示。该图表示如下意义：

（1）最佳抽样时刻应选择在眼图中眼睛张开的最大处。

（2）对定时误差的灵敏度，由斜边斜率决定。斜率越大，对定时信号误差应越灵敏。

（3）在抽样时刻上，眼图上、下两分支的垂直宽度表示了最大信号畸变。

（4）在抽样时刻上，上、下两分支离门限最近的一根迹线至门限的距离表示各自相应电平的噪声容限，噪声瞬时值超过它就可能发生判决差错。

（5）对于信号过零点取平均来得到定时信息的接收系统，眼图倾斜分支与横轴相交的区域的大小，表示零点位置的变动范围，这个变动范围的大小对提取定时信息有重要影响。

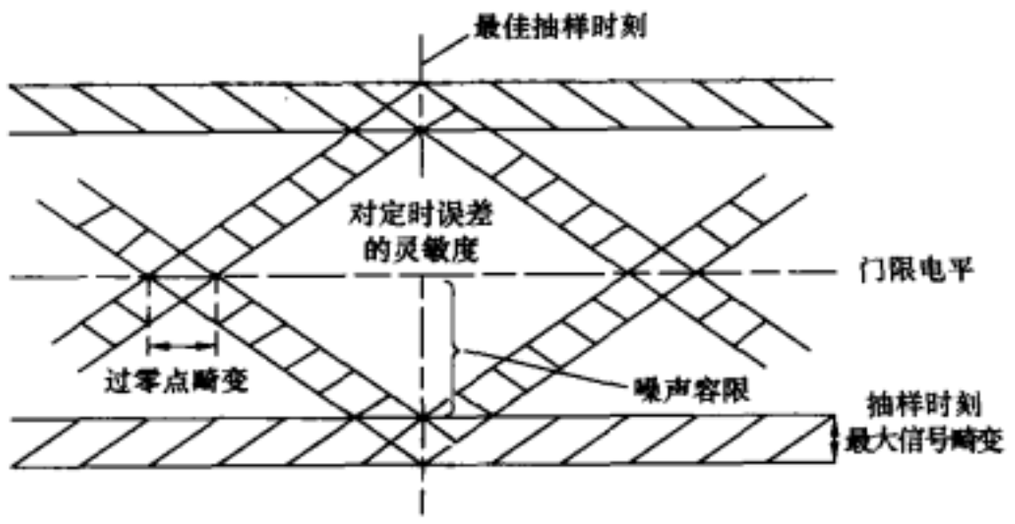


图 17.1-13 眼图的模型

3.5 均衡

一个实际的基带传输系统不可能完全满足理想的波形传输无失真条件，因而串扰是不可避免的。当串扰造成严重影响时，必须对整个系统的传递函数进行校正，使其接近无失真传输条件。这种校正又分为频域均衡和时域均衡两种。随着数字信号处理理论和超大规模集成电路的发展，时域均衡已成为如今高速数据传输中所使用的主要方法。

目前时域均衡的最常用方法是在基带信号接收滤波器 $G_R(\omega)$ 之后插入一个横向滤波器（或称横截滤波器），如图 17.1-14 所示。横向滤波器每个抽头的加权系数可调，设置为可以消除码间串扰的数值，则输出序列为

$$y_k = \sum_{i=-N}^{N} C_i x_{k-i}, k = -2N, \cdots, 0, \cdots, +2N \tag{17.1-10}$$

式中：x_k 为输入波形的抽样值；C_i 为加权系数；y_k 为输出波形的抽样值。

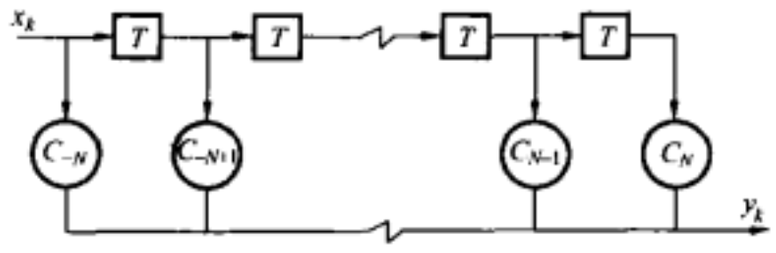


图 17.1-14 横向滤波器

4 复用和多址技术

在通信系统中，降低传输设备的造价和充分利用频率资源是很重要的问题。多路复用技术和多址技术正是针对上述问题而提出的。

4.1 多路复用技术

多路复用就是把多个彼此不相关的信号合成为一个复合的群信号在一条信道上进行传输。当然，通信过程中须使各个信号互不影响。多路复用技术主要分为两大类：频分多路复用（简称频分复用，FDM）和时分多路复用（简称时分复用，TDM)。波分复用和统计复用本质上也属于这两种复用技术。另外还有一些其他的复用技术，如码分复用、空分复用和极化波复用等。

4.1.1 频分复用

频分复用（Frequency Division Multiplexing，FDM）就是将传输信道的总带宽划分成若干个子频带（或称子信道），每一个子信道传输 1 路信号。各子信道之间设立隔离带，这样可保证各路信号互不干扰（条件之一）。频分复用技术在模拟通信系统中有非常广泛的应用。

除传统意义上的频分复用外，还有一种正交频分复用（Orthogonal Frequency Division Multiplexing，OFDM）。OFDM 实际是一种多载波数字调制技术。其全部载波频率有相等的频率间隔，它们是一个基本振荡频率的整数倍，正交指各个载波的信号频谱正交。OFDM 使用无干扰正交载波技术，单个载波间无需保护频带，这样使得可用频谱的使用效率更高。另外，OFDM 技术可动态分配在子信道中的数据，为获得最大的数据吞吐量，多载波调制器可以智能地分配更多的数据到噪声小的子信道上。目前 OFDM 技术已被广泛应用于广播式的音频和视频领域以及民用通信系统中，主要地应用于非对称的数字用户环线（ADSL）、数字视频广播（DVB）、高清晰度电视（HDTV）、无线局域网（WLAN）和 4G 移动通信系统等。

4.1.2　时分复用

时分复用（Time Division Multiplexing，TDM）就是将整个信道传输信息的时间划分成若干时间片（简称时隙），并将这些时隙分配给每一个信号源使用，每一路信号在自己的时隙内独占信道进行数据传输。时分复用技术的特点是时隙事先规划分配好且固定不变，所以有时也叫同步时分复用。其优点是时隙分配固定，便于调节控制，适于数字信息的传输；缺点是当某信号源没有数据传输时，它所对应的信道会出现空闲，而其他繁忙的信道无法占用这个空闲的信道，因此会降低线路的利用率。时分复用技术有着非常广泛的应用，电话是其中最经典的例子，此外 SDH、ATM、IP 和 HFC 网络中 CM（Cable Modem）与 CMTS（CM 终端系统）的通信都是利用了时分复用技术。

4.1.3　波分复用

波分复用（Wave length Division Multiplexing，WDM）就是将不同波长的光信号复用在一根光纤上传输，从而提高光纤带宽资源的利用率。因此 WDM 本质上也是频分复用。波分复用是当前光纤通信网络扩容的主要手段。WDM 通常有 3 种复用方式，即 1310nm 和 1550nm 波长的波分复用、稀疏波分复用（Coarse Wave length Division Multiplexing，CWDM）和密集波分复用（Dense Wave length Division Multiplexing，DWDM）。

4.1.4　码分复用

码分复用（Code Division Multiplexing，CDM）是靠不同的编码来区分各路原始信号的一种复用方式。

4.1.5　空分复用

空分复用（Space Division Multiplexing，SDM）是利用空间分割构成不同信道的一种复用方法。

4.1.6　统计复用

统计复用（Statistical Division Multiplexing，SDM）有时也称为标记复用、统计时分多路复用或智能时分多路复用，实际上就是所谓的带宽动态分配。统计复用从本质上讲是异步时分复用，它能动态地将时隙按需分配，而不采用时分复用使用的固定时隙分配的形式，根据信号源是否需要发送数据信号和信号本身对带宽的需求情况来分配时隙。支持统计复用技术的主要有帧中继、ATM 和 IP。

4.1.7　极化波复用

极化波复用（Polarization Wave length Division Multiplexing）是卫星系统中采用的复用技术，即一个馈源能同时接收两种极化方式的波束，如垂直极化和水平极化，左旋圆极化和右旋圆极化。卫星系统中通常采用两种办法来实现频率复用：一种是同一频带采用不同极化，如垂直极化和水平极化，左旋圆极化和右旋圆极化等；另一种是不同波束内重复使用同一频带，此办法广泛使用于多波束系统中。

4.2　多址技术

多址技术是指把处于不同地点的多个用户接入一个公共传输媒质实现各用户之间通信的技术。实现多址通信的技术基础是信号的分割。利用信号在频率或时间上的正交性来对信号进行划分，从而进行多址传输。目前在通信系统中应用广泛的多址技术主要分为 4 类：频分多址（FDMA）、时分多址（TDMA）、码分多址（CDMA）和空分多址（SDMA）。

4.2.1　频分多址

频分多址（Frequency Division Multiple Access，FDMA）是在频率轴上分割信道的一种方法，各路信号占据频率域中的不同频段。第一代蜂窝移动通信系统采用的就是 FDMA 技术。

4.2.2　时分多址

时分多址（Time Division Multiple Access，TDMA）是在时间轴上分割信道的一种方法，各路信号出现的时刻各不相同。具体的说，是将时间分成若干个时隙，每个用户占用一个指定的时隙，在该时隙内接通信道，其他时隙内为另外的用户接通信道。时分多址通信系统需要精确定时和同步以保证各用户信号不会发生重叠。

第二代蜂窝移动通信系统 GSM 综合采用了 TDMA 技术和 FDMA 技术。

4.2.3　码分多址

码分多址（Code Division Multiple Access，CDMA）是基于扩频技术的一种多址方式，利用扩展信号频谱的码序列的正交性来分割信号。即将需传送的具有一定信号带宽信息的数据用一个带宽远大于信号带宽的高速伪随机码进行调制，使原数据信号的带宽被扩展，再经载波调制发送出去。接收端使用完全相同的伪随机码，与接收的宽带信号作相关处理把宽带信号换成原信息数据的窄带信号即解扩，以实现信息通信。

CDMA 多址技术使得多对用户可以在同一频率上同时通信，适合现代移动通信网的大容量、高质量、综合业务、软切换等要求。3G 移动通信系统的主流技术就是 CDMA 技术。IMT—2000 关注的三类多址接入技术，分别是 DS—CDMA（直接序列 CDMA）、MC—CDMA（多载波CDMA）和 TD—CDMA（时分 CDMA）。

4.2.4　空分多址

空分多址（Space Division Multiple Access，SDMA）是一种新发展的多址技术，它通过空间的分割来区分不同的用户。SDMA 实现的核心技术是智能天线的应用，理想情况下天线给每个用户分配一个点波束；这样根据用户的空间位置就可以区分每个用户的无线信号，换句话说，处于不同位置的用户可以在同一时间使用同一频率和同一码型而不会相互干扰。实际上，SDMA 通常都不是独立使用的，而是与其他多址方式如 FDMA、TDMA 和 CDMA 等结合使用；即对于处于同一波束内的不同用户再用这些多址方式加以区分。

在中国提出的第三代移动通信标准 TD—SCDMA 中应用了 SDMA 技术；此外在卫星通信中也有人提出应用 SDMA。可以预见 SDMA 的推广是必然的。

在实际应用中，多路复用技术常与多址技术混合使用，以便提高频带利用率，扩大系统容量，降低通信成本。

5 同步原理

同步是通信系统、尤其是数字通信系统中一个重要的实际问题。通信系统中的同步问题分为载波同步、位同步、帧同步和网同步。

5.1 载波同步

采用同步解调时，要求收端提供与发送载波同频同相的相干载波，这个相干载波的获取就称为载波提取，或称为载波同步。

载波同步的方法一般分为两类，即插入导频法和直接法。

5.2 位同步

数字信号接收中，保证码元在时间上对齐，接收端应能产生与发送码元频率和相位完全一致的定时脉冲。我们把在接收端产生与接收码元的重复频率和相位一致的定时脉冲序列的过程称为码元同步或位同步。

实现位同步的方法与载波同步类似，可分为插入导频法和直接法两类。这两类方法有时也分别称为外同步法和自同步法。其中，直接法是直接从数字信号中提取位同步信息，提取方法有滤波法和锁相环法。

5.3 帧同步

数字通信中的消息数字流总是用若干个码元组成一个“字”，又用若干“字”组成一帧。因此，在接收这些数字流时，也必须知道这些“字”、帧的起止时刻，才能正确地解码。在接收端产生与“字”、帧起止时刻相一致的定时脉冲序列，称为帧同步。数字系统中保证收发两端帧同步的设备称为帧同步系统。

为了实现帧同步，通常有两类方法：

(1) 在数字信息流中插入一些特殊码组作为帧的头尾标记，接收端根据这些特殊码组的位置就可以实现帧同步，插入特殊码组方法包括连贯插入、间隔插入两种。

(2) 不需要外加的特殊码组，它类似于载波同步和位同步中的直接法，利用数据码组本身之间彼此不同的特性来实现自同步。

为了防止帧同步系统的误操作，一般系统都有保护电路。

5.4 网同步

在通信网内实现数字信息交换与复接时，需要建立网同步。

网同步是数字网所特有的问题，实现网同步的目的是使网中的各种节点的时钟频率和相位都限制在预先确定的容差范围内，避免或减少由于数字传输系统中信息比特的溢出和取空，导致数字环的滑动损伤，并使数字交换机中产生的滑动限制在一定的范围内，以保证通信质量。

数字通信的网同步是由同步网络实现的，同步网络是指能够提供参考定时信号的网络，基本的同步方式有四种：

(1) 准同步方式。准同步方式是指在各个节点上，都设立高精度的独立时钟，这些时钟具有统一的标称频率和频率容差，各时钟独立运行，互不控制，虽然各时钟的频率不可能绝对相等，但由于频率精度足够高，产生的滑动可以满足要求。

(2) 主从同步方式。主从同步方式是指在网内设置基准时钟和若干从钟，以主基准时钟控制从钟的信号频率。主从同步法又分为直接主从同步法和等级主从同步法，后者的定时信号从基准时钟向下级从钟逐级传送。

(3) 互同步方式。互同步方式是指网内不存在主基准时钟，每个时钟接受其他节点时钟送来的定时信号，强制把频率锁定在所有接收到的定时信号频率的加权平均值上，当网络参数选择合适时，整个网络的时钟将趋于一个稳定的系统频率。

(4) 混合同步方式。混合同步方式将全网划分为若干个同步区，在区内设置主基准时钟，各同步节点配置从钟，同步区内为主从同步网，同步区间采用准同步方式。这样可以减少时钟级数，缩短定时信号的传输距离。目前我们国家的数字同步网采用混合同步方式。

主从同步网一般采用等级制，目前 ITU-T 将时钟划分为四个等级分别由 G.811，G.812 和 G.813 规范。

第2章　光纤通信技术

1　光纤通信

光波的频率在 3×10^{14} Hz 以上，是波长极短的电磁波。用其作为载波，可获得比其他通信方式大很多倍的通信容量，且不受一般的电磁干扰，是一种理想的传输介质。

早在 1950 年国外就有人开始了光在光纤中传输的理论研究。1951 年出现了用于医疗的光导纤维。但由于那时的光纤中光的传输衰耗太大，故不能用于一定距离的光通信。1966 年，英籍华人高锟（C. K. Gao）博士和 Hockham 预见利用玻璃可以制成衰减低于 20dB/km 的通信光导纤维（简称光纤）的可能性。1970 年，美国康宁玻璃公司首先研制成衰减为 20dB/km 的光纤。1974 年，光纤的衰减降低到 2dB/km。1976 年，降低 OH 离子含量出现了低衰减的长波长的窗口 1.2、1.3、1.55μm。1980 年，光纤的衰减降低到 0.2dB/km（1.55μm），接近理论值。这样，使得进行长距离的光纤通信成为可能。

实现光纤通信的另外一个重要的问题是光源和光接收器件。20 世纪 60 年代，主要研究 GaAlAs（镓铝砷）半导体激光器。1970 年，研制成能够在室温下连续运行的 GaAlAs 激光器。1971 年，研制成 GaAlAs 发光二极管（LED）。80 年代研制成适用于 1.3、1.55μm 的 InGaAsP（铟镓砷磷）长波长激光器和发光管。随着光纤的发展，研制成功了适用于短波长的 Si—PIN 管和 Si—APD 雪崩光电二极管，以及适用于长波长的 InGaAs/InP 的 PIN 管和 APD 管，还有 Ge—APD 管等。20 世纪 90 年代，开发出了光纤放大器（如掺铒光纤放大器，EDFA）和波分复用技术（WDM）。进入 21 世纪初，密集波分复用技术（DWDM）解决了高容量的信息传输，达到每秒太（兆兆，10^{12}）位（Tbit/s）。

光纤通信的主要优点是：

（1）传输频带宽，通信容量大，是微波通信容量的 10^4～10^5 倍。

（2）衰减低，可以达到 0.2dB/km 以下，传输距离远。

（3）不受电磁干扰，信号串扰小，保密性好。

（4）线径细、重量轻，便于敷设和运输。

（5）资源丰富。

光纤通信的不足是：需要进行光电转换，光纤质地较脆，机械强度低、要求要有好的切割和熔接技术等，但这些问题随着技术的不断发展，基本上都已经克服。

2　光纤通信系统

一个基本的光纤通信系统组成可归纳为三大要素：光发射机、光缆和光接收机。基本结构如图 17.2-1 所示。



图 17.2-1　光纤通信系统的基本结构

2.1　光纤

2.1.1　光纤的结构

光纤主要由纯的二氧化硅组成，按照其折射率分布由两部分组成，中心部分称为纤芯，其折射率 n_1 较大，是传播光的波导；外层的折射率 n_2 较小，称为包层，作用是把光封闭在纤芯中。为了达到导光和约束光不从光纤中逸出，必须满足光的波导条件，即 $n_1>n_2$。这种没有经过涂敷的光纤称为裸光纤，裸光纤结构示意图如图 17.2-2 所示。

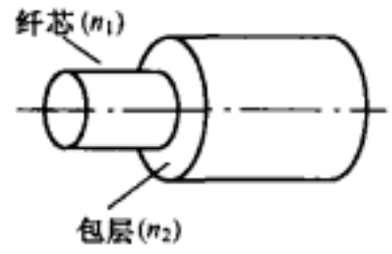


图 17.2-2　裸光纤结构示意图

为了增加光纤的机械强度和可弯曲性，在光纤拉制过程中，光纤外部要涂敷多层的高分子材料，如环氧树脂、硅橡胶、尼龙材料等。一般涂敷三层：最靠近光纤的内层称为预涂敷层，其厚度一般为几十微米，也称为一次涂敷；次外层为缓冲层，多用硅树脂材料；最外层常用尼龙材料，通常称为二次涂敷。光纤结构示意图如图 17.2-3 所示。

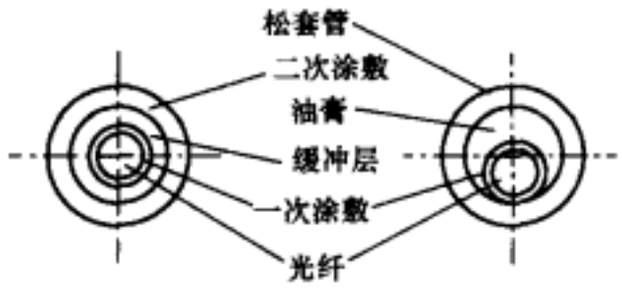


图 17.2-3　光纤结构示意图

2.1.2　光纤的分类

按构成光纤的成分分为石英光纤、多组分玻璃光纤、氟化物光纤、塑料光纤和液芯光纤。

按光纤的传输模数分为多模光纤和单模光纤。

按光纤横截面上的折射率分布分为突变型光纤、渐变型光纤和 W 型光纤。

按工作波长分为短波长（0.8～0.9μm）光纤、长波长（1.0～1.7μm）光纤和超长波长（大于 2μm）光纤。

2.1.3　单模光纤频谱波段的划分

ITU—T 第 15 研究组把单模光纤在 1260nm 以上的频带划分为 O、E、S、C、L、U 等 6 个波段，见表 17.2-1。

表 17.2-1　单模光纤在 1260nm 以上的频带划分

波段	名称	波长范围（nm）
O 波段	初始波段	1260～1360
E 波段	扩展波段	1360～1460
S 波段	短波段	1460～1530
C 波段	常规波段	1530～1565
L 波段	长波段	1565～1625
U 波段	超长波段	1625～1675

2.1.4 单模光纤的特性

2.1.4.1 常规单模光纤（G.652 光纤）

G.652 光纤也称为非色散位移光纤。其零色散波长在 1310nm 附近，在波长 1550nm 处衰减最低，但有较大的色散，大约为 18ps/（nm·km）。工作波长既可选用 1310nm，也可选用 1550nm。这种光纤是目前使用最为广泛的光纤。ITU—T 将 G.652 光纤分为四个子类，分别是 G.652.A、G.652.B、G.652.C 和 G.652.D 光纤。G.652 光纤各个子类的光纤特性见表 17.2-2。

表 17.2-2　　ITU—T G.652.A、G.652.B、G.652.C 和 G.652.D 光纤特性

特性 \ 光纤子类	描　述	G.652.A	G.652.B	G.652.C	G.652.D
光纤特性					
模场直径	波长(nm)	1310	1310	1310	1310
	标称值范围(μm)	8.6～9.5	8.6～9.5	8.6～9.5	8.6～9.5
	公差(μm)	±0.6	±0.6	±0.6	±0.6
包层直径	标称值(μm)	125.0	125.0	125.0	125.0
	公差(μm)	±1	±1	±1	±1
纤芯同心度误差	最大值(μm)	0.6	0.6	0.6	0.6
包层不圆度	最大值	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%
光缆截止波长	最大值(nm)	1260	1260	1260	1260
宏弯损耗	弯曲半径(mm)	30	30	30	30
	圈数	100	100	100	100
	1550nm 处最大值(dB)	0.1	—	—	—
	1625nm 处最大值(dB)	—	0.1	0.1	0.1
筛选应力	最小值(GPa)	0.69	0.69	0.69	0.69
色散系数	λ_{0min}(nm)	1300	1300	1300	1300
	λ_{0max}(nm)	1324	1324	1324	1324
	S_{0max}[ps/(nm²·km)]	0.092	0.092	0.092	0.092
光缆特性					
衰减系数	1310nm 最大值(dB/km)	0.5	0.4	—	—
	1310～1625nm 最大值①(dB/km)	—	—	0.4	0.4
	(1383±3)nm 最大值	—	—	②	②
	1550nm 最大值(dB/km)	0.4	0.35	0.3	0.3
	1625nm 最大值(dB/km)	—	0.4	—	—
偏振模色散(PMD)系数	M	20	20	20	20
	Q	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
	最大值 PMD_Q[ps/(km)$^{1/2}$]	0.5	0.20	0.5	0.20

注　根据 ITU—T G.652 标准条款 6.2，未成缆光纤的最大 PMD_Q 值被定义为能够满足光缆最大 PMD_Q 值时的主要要求。

① 波长区域扩展到 1260nm 时导入的瑞利散射会增加 0.07dB/km(相对于 1310nm)，这时光纤的截止波长应不超过 1250nm。

② (1383±3)nm 处的抽验平均衰减值不大于按照 IEC 60793—2—50 中规定关于 B1.3 类光纤，经氢气老化试验后光纤在 1310～1625nm 范围的最大规定值。

2.1.4.2 色散位移单模光纤(G.653 光纤)

色散位移单模光纤通过改变光纤的结构参数、折射率分布形状来改变波导色散，从而将最小的零色散点从 1310nm 位移到 1550nm 处，使最低衰减和零色散波长一致，并且在掺铒光纤放大器(Erbium Doped Fiber Amplifier，EDFA)工作波长区域内。这种光纤非常适合于长距离、单信道的高速光纤通信系统。

ITU—T 将 G.653 光纤分为两个子类，分别是 G.653.A 和 G.653.B 光纤。G.653 光纤各个子类的光纤特性见表 17.2-3。

表 17.2-3　　ITU—T G.653.A 和 G.653.B 光纤特性

特性 \ 光纤子类	描　述	G.653.A	G.653.B
光纤特性			
模场直径	波长(nm)	1550	1550
	标称值范围(μm)	7.8～8.5	7.8～8.5
	公差(μm)	±0.8	±0.8
包层直径	标称值(μm)	125	125
	公差(μm)	±1	±1
纤芯同心度误差	最大值(μm)	0.8	0.8
包层不圆度	最大值	2.0%	2.0%
光缆截止波长	最大值(nm)	1270	1270
宏弯损耗	弯曲半径(mm)	30	30
	圈数	100	100
	1550nm 处最大值(dB)	0.5	0.5
筛选应力	最小值(GPa)	0.69	0.69
色散系数	λ_{min}(nm)	1525	1525
	λ_{max}(nm)	1575	1575
	D_{max}[ps/(nm·km)]	3.5	3.5
	λ_{0min}(nm)	1500	1500
	λ_{0max}(nm)	1600	1600
	S_{0max}[ps/(nm²·km)]	0.085	0.085
未成缆光纤 PMD 系数	最大值	①	
光缆特性			
衰减系数(dB/km)	1550nm 最大值	0.35	0.35
偏振模色散(PMD)系数	M	20	20
	Q	0.01%	0.01%
	最大值 PMD_Q[ps/(km)$^{1/2}$]	0.5	0.20

① 如果厂家规定的未成缆光纤的任意最大 PMD 系数已经通过特定结构的光缆验证，则光缆厂家可以决定光缆 PMD_Q 的主要要求。

2.1.4.3　截止波长位移单模光纤(G.654 光纤)

G.654 光纤是一种截止波长大于 1310nm，在 1550nm 窗口具有极小衰减(0.18dB/km)的光纤。与 G.652 光纤相比，这种光纤的优点是在 1550nm 工作波长处衰减系数极小，弯曲性能好。主要适用于传输距离很长，且不能插入有源器件的无中继海底光缆通信系统中。它的主要缺点是制造困难，价格昂贵。

ITU—T 将 G.654 光纤分为三个子类，分别是 G.654.A、G.654.B 和 G.654.C 光纤。G.654 光纤各个子类的光纤特性见表 17.2-4。

表 17.2-4　　ITU—T G.654.A、G.654.B 和 G.654.C 光纤特性

特　性 \ 光纤子类	描　述	G.654.A	G.654.B	G.654.C
光纤特性				
模场直径	波长(nm)	1550	1550	1550
	标称值范围(μm)	9.5～10.5	9.5～13.0	9.5～10.5
	公差(μm)	±0.7	±0.7	±0.7
包层直径	标称值(μm)	125	125	125
	公差(μm)	±1	±1	±1
纤芯同心度误差	最大值(μm)	0.8	0.8	0.8
包层不圆度	最大值	2.0%	2.0%	2.0%
光缆截止波长	最大值(nm)	1530	1530	1530

续表

特性 \ 光纤子类	描述	G.654.A	G.654.B	G.654.C
宏弯损耗	弯曲半径(mm)	30	30	30
	圈数	100	100	100
	1550nm 处最大值(dB)	0.50	0.50	0.50
筛选应力	最小值(GPa)	0.69	0.69	0.69
色散系数	$D_{1550max}$[ps/(nm·km)]	20	22	20
	$S_{1550max}$[ps/(nm²·km)]	0.070	0.070	0.070
未成缆光纤 PMD 系数	最大值	①		
光缆特性				
衰减系数	1550nm 最大值(dB/km)	0.22	0.22	0.22
PMD 系数	M	20	20	20
	Q	0.01%	0.01%	0.01%
	最大值 PMD_Q[ps/(km)$^{1/2}$]	0.5	0.20	0.20

① 如果厂家规定的未成缆光纤的任意最大 PMD 系数已经通过特定结构的光缆验证，则光缆厂家可以决定光缆 PMD_Q 的主要要求。

2.1.4.4 非零色散位移单模光纤(G.655 光纤)

G.655 光纤的零色散点不在 1550nm 附近，而是向长波长或短波长方向位移，使得 1550nm 附近呈现一定大小的色散，可大大减轻四波混频的影响，有利于密集波分复用系统的传输。G.655 光纤进一步分为五个子类，分别是 G.655.A、G.655.B、G.655.C、G.655.D 和 G.655.E 光纤。G.655 光纤各个子类的光纤特性见表 17.2-5。

表 17.2-5 ITU—T G.655.A、G.655.B、G.655.C、G.655.D 和 G.655.E 光纤特性

特性 \ 光纤子类	描述	G.655.A	G.655.B	G.655.C	G.655.D	G.655.E
光纤特性						
模场直径	波长(nm)	1550	1550	1550	1550	1550
	标称值范围(μm)	8～11	8～11	8～11	8～11	8～11
	公差(μm)	±0.7	±0.7	±0.7	±0.6	±0.6
包层直径	标称值(μm)	125.0	125.0	125.0	125.0	125.0
	公差(μm)	±1	±1	±1	±1	±1
纤芯同心度误差	最大值(μm)	0.8	0.8	0.8	0.6	0.6
包层不圆度	最大值	2.0%	2.0%	2.0%	1.0%	1.0%
光缆截止波长	最大值(nm)	1450	1450	1450	1450	1450
宏弯损耗	弯曲半径(mm)	30	30	30	30	30
	圈数	100	100	100	100	100
	1550nm 处最大值(dB)	0.5	—	—	—	—
	1625nm 处最大值(dB)	—	0.50	0.50	0.10	0.10
筛选应力	最小值(GPa)	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69
色散系数 1530～1565nm	λ_{min}～λ_{0max}(nm)	1530～1565	1530～1565	1530～1565	—	—
	D_{min}的最小值[ps/(nm·km)]	0.1	1.0	1.0	—	—
	D_{max}的最大值[ps/(nm·km)]	6	10	10	—	—
	符号	正或负	正或负	正或负	—	—
	$D_{max}-D_{min}$[ps/(nm·km)]	—	≤5.0	≤5.0	—	—
色散系数 1565～1625nm	λ_{min}～λ_{0max}	—	待定	待定	—	—
	D_{min}的最小值	—	待定	待定	—	—
	D_{max}的最大值	—	待定	待定	—	—
	符号	—	正或负	正或负	—	—

续表

特性 \ 光纤子类	描 述	G.655.A	G.655.B	G.655.C	G.655.D	G.655.E
色散系数 [ps/(nm·km)]	$D_{min}(\lambda)$：1460～1550nm	—	—	—	7.00(λ−1460)/90−4.20	5.42(λ−1460)/90+0.64
	$D_{min}(\lambda)$：1550～1625nm	—	—	—	2.97(λ−1550)/75+2.80	3.30(λ−1550)/75+6.06
	$D_{max}(\lambda)$：1460～1550nm	—	—	—	2.91(λ−1460)/90+3.29	4.65(λ−1460)/90+4.66
	$D_{max}(\lambda)$：1550～1625nm	—	—	—	5.06(λ−1550)/75+6.20	4.12(λ−1550)/75+9.31
未成缆PMD系数	最大值	①		②	—	—
光缆特性						
衰减系数	1550nm最大值(dB/km)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
	1625nm最大值(dB/km)	—	0.4	0.4	0.4	0.4
偏振模色散(PMD)系数	M	20	20	20	20	20
	Q	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
	最大值 PMD_Q[ps/(km)$^{1/2}$]	0.50	0.50	0.20	0.20	0.20

注 对于用户和光缆厂家之间针对特殊应用达成协议的，PMD_Q 可以取更大的值，例如不大于0.5ps/(km)$^{1/2}$。

① 厂家可定义未成缆光纤的最大PMD系数以支持光缆 PMD_Q 的基本要求，如果这种方式已经通过对特定结构光缆的验证。

② 根据ITU—T G.655(03/2006)标准条款6.2，定义未成缆光纤的最大 PMD_Q 值以支持对光缆 PMD_Q 值的基本要求。

2.1.4.5 用于宽带传输的非零色散位移光纤(G.656光纤)

G.656光纤是适用于DWDM系统S+C+L波段应用的新型光纤，即在S+C+L波段为非零色散的光纤。G.656光纤特性见表17.2-6。

表17.2-6 ITU—T G.656光纤特性

特性 \ 光纤子类	描 述	G.656
光纤特性		
模场直径	波长(nm)	1550
	标称值范围(μm)	7.0～11
	公差(μm)	±0.7
包层直径	标称值(μm)	125
	公差(μm)	±1
纤芯同心度误差	最大值(μm)	0.8
包层不圆度	最大值	2.0%
光缆截止波长	最大值(nm)	1450
宏弯损耗	弯曲半径(mm)	30
	圈数	100
	1625nm处最大值(dB)	0.5
筛选应力	最小值(GPa)	0.69
色散系数	λ_{min}和λ_{max}①(nm)	1460～1625
	D_{min}的最小值[ps/(nm·km)]	2
	D_{max}的最大值[ps/(nm·km)]	14
	符号	正
未成缆光纤PMD系数	最大值	②
光缆特性		
衰减系数	1460nm最大值(dB/km)	0.4
	1550nm最大值(dB/km)	0.35
	1625nm最大值(dB/km)	0.4
偏振模色散(PMD)系数	M	20
	Q	0.01%
	最大值 PMD_Q[ps/(km)$^{1/2}$]	0.20

① 如果使用的拉曼放大器在1460～1625nm区域之外，光纤特性必须适合能够调节这种放大器。

② 如果厂家规定的未成缆光纤的任意最大PMD系数已经通过特定结构的光缆验证，则光缆厂家可以决定光缆 PMD_Q 的主要要求。

2.2 光源与光检测器

光源主要包括半导体激光器（LD）和发光二极管（LED），光检测器主要包括雪崩光电二极管（APD）和PIN光电二极管（PIN—PD）。

2.2.1 基本原理

2.2.1.1 能级与能带

物质由分子、原子等粒子构成，原子由原子核和核外电子组成，电子在原子核外以确定的轨道绕核旋转，轨道的不同表明能量的不同，这样就使原子形成不同稳定状态的能级。能级是不连续的。处于最低能级称为基态，比基态能量高的所有其他能级都称为激发态。电子可以通过吸收能量从低能级被激发到高能级，也可以通过释放能量从高能级跃迁到低能级。这分别对应于光的吸收和辐射，包括自发辐射和受激辐射。

2.2.1.2 吸收与辐射

物质中原子内电子的分布状态导致原子处在不同的能级上，当电子从较高能级跃迁到较低能级时，将以光子形式放出能量，且根据光电效应理论，该能量与辐射光子频率有关，这就是物质的自发辐射。反之，当处于低能级的电子在一定频率的光照射下，将吸收能量使原子处于更高能级的激发态，这就是光的吸收。处在高能级的电子，在一定能量的外来光子的激发下，跃迁到较低能级并辐射相同的光子（同频、同相、同方向），这就是受激辐射。

如图17.2-4所示分别为自发辐射、光吸收和受激辐射的过程示意。

分别对这三种过程实施控制或利用，则可开发出相应的光电子器件，如发光二极管利用了自发辐射，光检测器则利用了光吸收效应，而半导体激光器则利用了受激辐射原理。

2.2.1.3 粒子数反转

为了能使原子发光，必须从外部给原子以能量，使高能

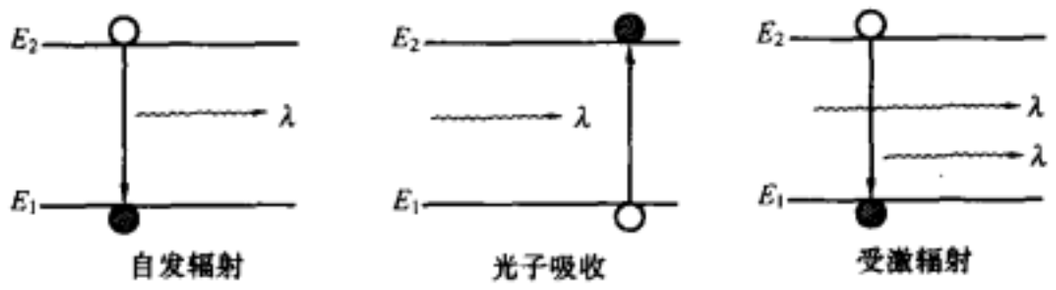


图 17.2-4 发光原理示意图

级上的电子数增加，并多于低能级的电子数，才能使受激辐射作用大于受吸收作用，这种粒子数的反常态分布，称为粒子数反转分布。由此可见，粒子数反转分布状态是物质产生光放大而发光的首要条件。

2.2.2 光源

光源是实现电/光转换的关键器件，在很大程度上决定着光发射机的性能。光纤通信使用半导体激光器（LD）和半导体发光二极管（LED）作为光源，主要要求是：

（1）光源发射的光谱应与光纤的低损耗窗口匹配。

（2）光谱的单色性较好。

（3）电光转换效率高。

（4）耦合效率高。

（5）响应速度快。

（6）温度稳定性好，可靠，寿命长。

（7）体积小，重量轻，安装方便，经济性好。

2.2.2.1 半导体激光器（LD）

半导体激光器通过在有源区产生足够的粒子数反转分布，并利用光学谐振机制建立稳定的振荡，从而实现激光的产生和输出。为了实现激光振荡，在有源层的结构中增加了使光发生正反馈并产生振荡的谐振腔。谐振腔通常由两个相互平行的反射镜构成，光在谐振腔中来回反射，只要在外加正向电压作用下，保证有足够的注入电流密度，即可使受激辐射放大的光功率与反射镜间介质吸收的光功率以及透过反射镜的输出光功率达到平衡产生激光振荡。

在激光器谐振腔内的电磁场模式中，沿谐振腔的纵向方向形成的驻波称为纵模，半导体激光器产生的激光有多纵模和单纵模之分，如图 17.2-5 所示，光谱线宽是描述光源单色性的物理量，它取决于激发的纵模数目，在多纵模光谱中，光谱线宽通常指其包络线半幅值的宽度，一般大于数纳米。线宽宽的激光器可用于传输速度比较低或传输距离比较短的系统；线宽窄的用于高速传输系统。

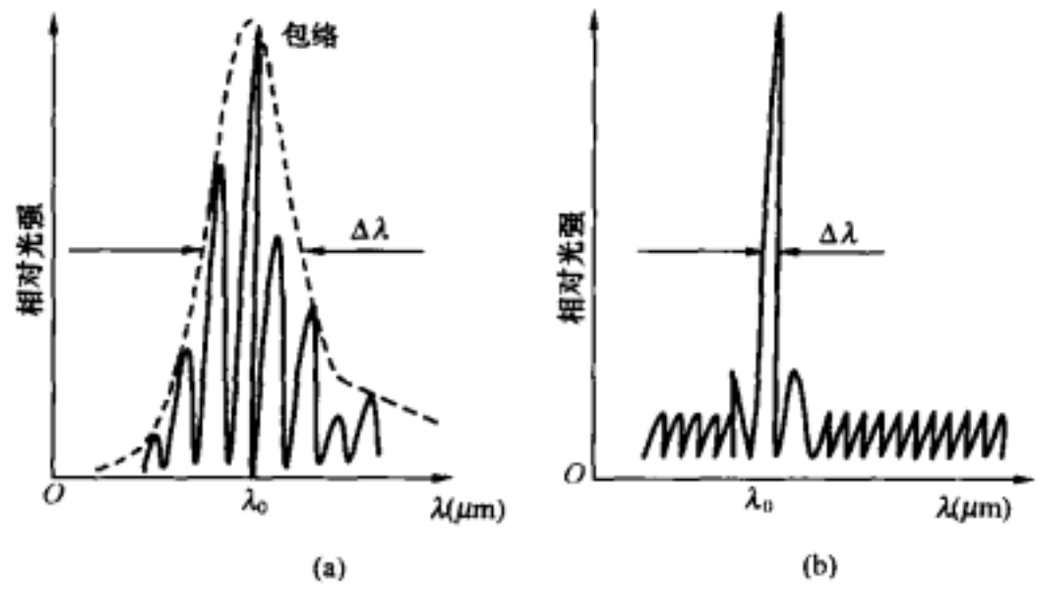


图 17.2-5 激光器光

（a）多纵模 LD 的光谱特性；（b）单纵模 LD 的光谱特性

对于高速传输系统，为减小光纤色散的影响，需限制激光器的纵模数量，所谓单纵模，就是激光器的光谱只有一根谱线，也就是单频激射［见图 17.2-5（b）］。为了实现动态下的单纵模工作，可采用分布反馈半导体激光器（DFB—LD）。其光谱线宽 Δλ 小于 0.5nm，适用于超高速率的单模光纤传输系统。

半导体激光器的 P—I（输出功率—电流）曲线和数字（脉冲）的直接调制特性如图 17.2-6 所示。

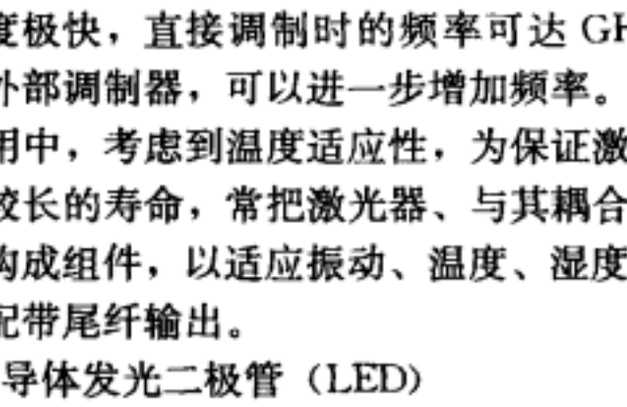


图 17.2-6 激光器的 P—I 输出和调制特性

在图 17.2-6 中，I_{th}是激光器的阈值电流。只有当注入电流大于 I_{th}时才输出相干的激光，且输出光功率 P 和驱动电流 I 基本上是线性关系。光纤通信系统都应使激光器的工作电流大于阈值，即工作时要加偏置电流，其大小接近阈值，再加上信号脉冲电流驱动，就可获得输出的光脉冲。激光器的输出光功率会随调制信号的频率（速度）提高而下降。响应速度决定于有源区内的电子寿命、谐振腔内的光子寿命、阈值电流和偏置电流，因激光器工作在受激辐射状态下，响应速度极快，直接调制时的频率可达 GHz（Gbit/s）量级，使用外部调制器，可以进一步增加频率。

实际应用中，考虑到温度适应性，为保证激光器输出功率恒定和有较长的寿命，常把激光器、与其耦合的透镜元件及控制元件构成组件，以适应振动、温度、湿度等环境条件的变化，并配带尾纤输出。

2.2.2.2 半导体发光二极管（LED）

发光二极管基于自发辐射，为非相干光源。高亮度双异质结发光二极管有两种基本结构，一种是面发光型，一种是边发光型。半导体光源的典型指标见表 17.2-7。

表 17.2-7 半导体光源的典型指标

参数 \ 器件	1.31μm LED		1.55μm LED		1.31μm LD组件		1.55μm LD组件	
光纤类型(模式)	多	单	多	单	多	单	多	单
发射波长(μm)	1.3	1.3	1.52	1.52	1.3	1.3	1.55	1.55
输出功率(μW)	50	6	35	3	2000	1000	2000	1000
工作电流(mA)	150	150	150	150				
阈值电流(mA)					30	30	50	50
光谱半宽(nm)	70	70	80	80	3	1	3	1
上升下降时间(ns)	2.5	2.5	2.5	2.5	0.5	0.5	0.5	0.5
正向压降(V)	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
工作温度(℃)	−10～+50							
寿命(h)	$>10^5$							

LED 没有谐振腔，属于自发辐射发光，为荧光，光谱线宽 Δλ 比激光器的宽得多，因而光在光纤中传输所引起的色散大。

LED 的 P—I 特性、调制特性如图 17.2-7 所示。

由图 17.2-7 看出，LED 的光输出特性（P—I 特性）与激光器的 P—I 特性相比，具有线性好的特点。即在注入电流较小时，特性曲线基本上是线性的，因此 LED 不仅适用于脉冲数字调制，也适用于模拟调制方式。但电流过大时易出现饱和状态。

LED 不仅输出光强低，而且光的方向性差，由于发散

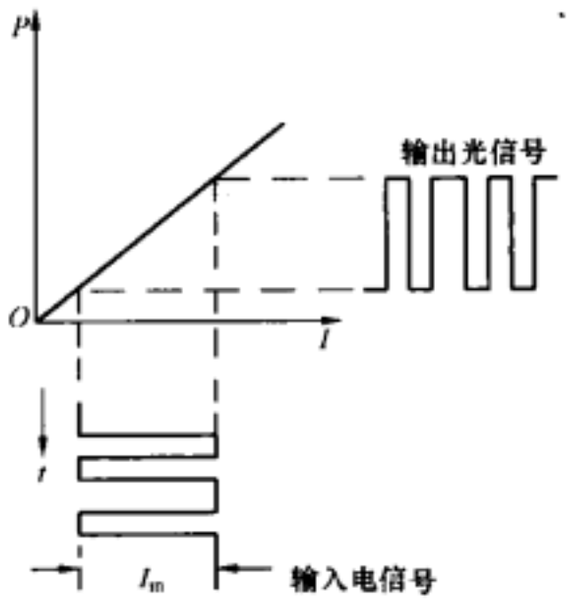


图 17.2-7　LED 的 P—I 输出和调制特性

角大，光波进入到光纤的耦合效率很低，入纤光功率仅为几十至百微瓦（μW）量级［对于 LD 为毫瓦（mW）量级］，因此不适用于长距离传输系统。

综上所述，LD 发送功率大、响应速度快、光谱线宽窄，通常作为长距离、大容量通信系统的光源；与 LD 比较，LED 工作稳定、使用方便、线性好、寿命长而且经济，可作为中短距离、中小容量数字及模拟光纤通信系统的光源。

2.2.3　光电检测器

光电检测器是实现光/电转换的关键器件，在很大程度上决定着光接收机的性能。光纤通信使用 PIN 光电二极管和雪崩光电二极管（APD）作为光检测器，主要要求是：

（1）光波长响应与光纤的低损耗窗口匹配。

（2）光电转换效率高。

（3）噪声低。

（4）响应速度快。

（5）温度稳定性好，可靠，寿命长。

（6）体积和功耗小，质量轻，安装方便且经济。

2.2.3.1　PIN 光电二极管（PIN—PD）

PIN 光电二极管器件由 P、I、N 三层组成，基本结构是 PN 结。在 PN 结中间加上的本征半导体层称为 I 层，以展宽耗尽层，提高转换效率。如图 17.2-8 所示。

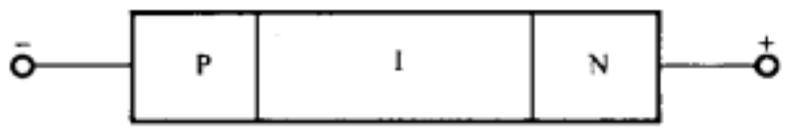


图 17.2-8　PIN 管结构

PIN 管的微观灵敏特性可以用量子效率来表示。量子效率的意义是指一个光子照射在检测器上所产生的电子数，光电检测器的量子效率与器材、光波长有关。

PIN 管的宏观灵敏特性可以用响应度来表示，是描述器件光电转换能力的物理量，它与器件材料、光波长有关。

表 17.2-8 列出 PIN 光电二极管特性的典型数据。

表 17.2-8　　PIN—PD 典型值

材　料	Si	InGaAs
响应波长 λ（μm）	0.7～0.9	1.0～1.6
量子效率 η（%）	80（0.8μm）	80（1.3μm）
响应度 R（A/W）	0.5（0.8μm）	0.8（1.3μm）
暗电流 I_d（nA）	0.1	1
截止频率 f_c（GHz）	>0.3	>1

2.2.3.2　雪崩光电二极管（APD）

雪崩光电二极管应用光生载流子在其耗尽区（高场区）内的碰撞电离效应而获得光生电流的雪崩倍增。雪崩光电二极管内部因电子雪崩，具有对微弱的光电流产生放大的作用，因此在电放大之前，恰当地利用 APD 的倍增作用，可以得到很高的检测灵敏度。

APD 光电检测器件结构的基本部分与 PIN 光电二极管一样，仍是 PN 结，不同之处是在 P 层和 N 层中的掺杂量增大。常用的 APD 结构包括拉通型 APD 和保护环型 APD，如图 17.2-9 所示。由于要实现电流放大作用需要很高的电场，因此只能在图中所示的高场区发生雪崩倍增效应。

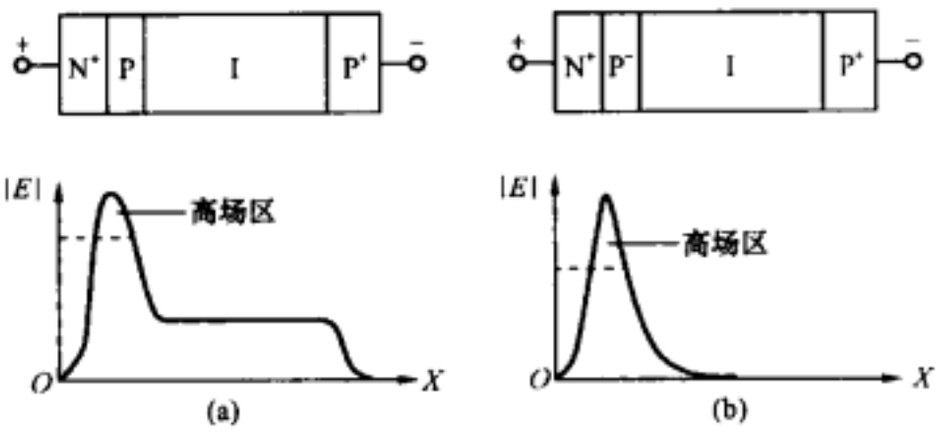


图 17.2-9　APD 结构

（a）拉通型 APD；（b）保护环型 APD

在外加很高的反向偏压（一般为几十至 200V）作用下，PN 结区形成强电场区，在耗尽层内运动的载流子（一次电子—空穴对），就可以在高场作用获得足够的能量而加速，通过高速碰撞发生碰撞电离产生新的电子—空穴对，新产生的二次电子—空穴对在高电场作用下向相反的方向运动，在运动中又不断产生新的碰撞电离，从而引起载流子的雪崩倍增，实现了光电流的放大。

APD 在一定的光强照射下的伏安（U—I）特性曲线如图 17.2-10 所示。

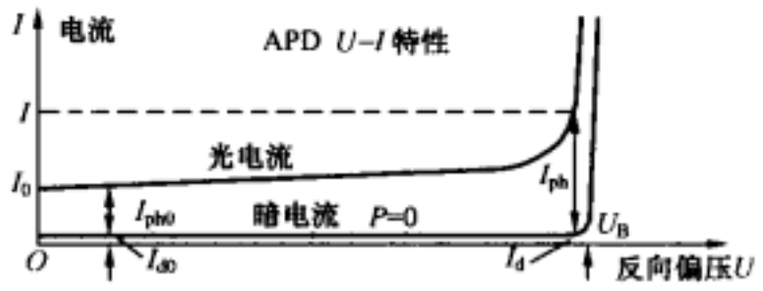


图 17.2-10　伏安特性曲线

图 17.2-10 中 U_B 称为雪崩电压，在 APD 上加上反偏压 U 大于 U_B 时，便要击穿。一般应在 U 略小于 U_B 状态下使用。当无光照（即输入光功率 $P=0$）时，APD 的电流非常小，称为暗电流 I_d。

光电检测器的噪声包括量子噪声、暗电流噪声和由倍增过程产生的倍增噪声。温度变化对 APD 的特性，实际应用中须采用自动控制温度补偿措施。光电检测器的典型指标见表 17.2-9。

表 17.2-9　　光电检测器的典型指标

项　目	PINPD	APD
工作波长（μm）	1.31	1.55
量子效率（%）	75	75
响应度（A/W）	0.78	0.94
暗电流（nA）	0.1	20
检测带宽（GHz）	2.0	3.0
附加电容（pF）	1.1	0.5
典型应用（Mbit/s）	622	2500

通常，APD 适用于接收灵敏度要求高的长距离传输和高速率通信系统；PIN 用于中、短距离和中、低速率系统。

2.3　光传输设备

2.3.1　概述

2.3.1.1　设备组成

光传输设备主要包括 PDH 和 SDH 设备。

从实现功能上，光传输设备包括：

（1）光线路终端设备（OLT），简称光端机，包括发射和接收端机，由光源/光检测和各种功能电路组成，安装于光纤传输数字段终端站。

（2）光线路再生中继设备（O—REP），简称光中继器。当光信号在传输中衰减和失真超过限度时，使用 O—REP 将光信号再生后继续传输。目前常采用“光—电—光”再生方式。

（3）传输介质，即光纤光缆。电力系统通信常用介质为特种光缆。

（4）线路保护倒换设备（L—SW）。为提高线路的可靠性和可利用率而备有的热备用系统，在主用系统故障时自动或人工切换到备用系统工作。

（5）监测与控制设备（SV），简称监控设备。利用它可对组成光纤传输系统的各种设备自动进行性能和工作状态的监测，故障时自动告警和处理，以及对倒换等进行自动控制。监控设备是光纤通信常采用的重要维护手段，今后将发展成监控管理网。

（6）公务联络设备（OW），是为各中继站与终端站之间提供维护业务联络用的公务电话，性能无统一规范。

（7）光纤分配架（ODF），是光缆的终接处，通过光纤活动连接器将光缆的纤芯分配到各光端机上，在需要配线调度时或光缆线路测试时使用。光纤芯数不多时，常用光缆终端盒代用。

（8）区间通信接口盘，这是为国产 mB1H 线路码光端机在需要开通区间通信的区段设备上装用，每开通一个 2M 系统，每端各装一块。

在上述的光通信设备中，光端机、光中继器和光纤为主要设备，其余为辅助设备。

2.3.1.2 光端机接口特性

（1）电接口。电接口速率见表 17.2-10。

表 17.2-10 电接口速率

项目	一次群	二次群	三次群	四次群
比特率	2.048Mbit/s ±50ppm	8.448Mbit/s ±30ppm	34.368Mbit/s ±20ppm	139.264Mbit/s ±15ppm
码型	HDB_3	HDB_3	HDB_3	CMI 码
线路阻抗	75Ω(不平衡)或 120Ω(平衡)	75Ω	75Ω	75Ω
脉冲幅度	2.37V(75Ω)或 3.0V(120Ω)	2.37V	$1.0V_{P\text{-}P}$ ±0.1V	$1.0V_{P\text{-}P}$ ±0.1V

（2）光接口特性。PDH 没有严格的国际标准，SDH 有国际标准。

主要内容包括：光工作波长，线路比特率，线路码型，输出光波型（单极性不归零码 NRZ 或归零码 RZ），输出光功率，接收灵敏度（与误码率 BER 要求相应），动态范围，光纤传输模式（多模、单模）。

2.3.2 光端机

2.3.2.1 光发送机

（1）输入接口电路。一是将电端机送来的 HDB_3 或 CMI 码流进行均衡，用以补偿局站内电缆传输的衰减和失真；二是进行码型变换，以便能适合于光路的传输，对于一、二、三次群是将数字复接设备输送到光端机的双极性 HDB_3 码变换成单极性，即所谓的 B/U（Bipolar/Unipolar，双/单）变换，对于四次群，则是将 CMI 码变换成二进制的单极性不归零码，即所谓的 CMI/U 变换，以便进行码速变换处理。

（2）线路编码。信息码流必须经过编码处理变换成码速率略高一点的适合在光纤数字传输系统中传输的线路码，线路码应满足：

1）能提供足够的定时信息。

2）功率谱密度中的高、低频分量小。

3）码速率提高少。

4）具有不中断业务的误码检测性能。

5）误码扩展小。

6）中继器和终端设备简单。

7）具有比特序列的独立性。

首先对信息码流进行扰码，使输入的序列中的“1”和“0”统计分布均匀，然后进行 5B6B 或其他线路码的码型变换，以便在不中断业务的情况下通过增加码流冗余监测系统误码率和完成各类辅助信号的传输。

（3）电/光变换单元。用以调制光源，使光源发出光数字脉冲信号。包括激光器、驱动电路和自动功率控制（APC）电路。并有温度控制措施。

2.3.2.2 光接收机

（1）光/电变换单元。是把光数字脉冲信号转变成电信号，经放大和电路处理再生为原始的电信号脉冲。包括光电检测器、均衡放大器和判决电路，通常光接收机还设有自动增益控制（AGC）电路。此外，为了判决再生还要从主放大器的输出端提取时钟信号。

均衡器的作用是把经传输和放大后失真的脉冲信号进行补偿，使之成为有利于识别的波形（一般为升余弦脉冲），同时压缩了接收机带宽，限制了噪声，从而可得到较小的误码率。

实际接收到的光功率因光纤的损耗大小及中继站的距离不同有很大差别，通过自动增益控制（AGC）电路保证在不同强度的光信号下保持放大器输出电平的稳定，使判决电路正常工作。

（2）线路译码。是把线路码反变换成原来的信息码流。

（3）输出接口电路。对一、二、三次群是将单极性的信号脉冲序列变换为 HDB_3 码，传输到数字复接设备；对四次群则是将单极性二进制脉冲信号变换为 CMI 码，传输至数字复接设备。

2.3.3 光中继器

光中继器的作用是把经过长距离光纤传输而衰减和畸变的微弱光信号放大、整形、再生成为具有一定强度的光信号送至光纤继续向前传输，以保证良好的通信质量。目前常采用光—电—光形式的中继器。中继器通常包含有 AGC 电路和 APC 电路，用以得到宽的接收机动态范围和稳定的输出光功率。

光中继器应具有公务联络、监控、告警等功能以便于维护。

3 电力系统特种光缆

电力系统特种光缆主要包括光纤复合架空地线（OPGW）、全介质自承式光缆（ADSS）、架空地线缠绕光缆（GWWOP）、捆绑光缆（AD—lash）、光纤复合架空相线（OPPC）和金属自承式光缆（MASS），各种特种光缆的应用范围见表 17.2-11。

表 17.2-11　　电力系统特种光缆的分类

序号	光缆名称	材料分类	主要使用场合
1	光纤复合架空地线（OPGW）	金属光缆	新建线路或替换原有地线或相线
2	光纤复合架空相线（OPPC）		
3	金属自承式光缆（MASS）		老线路通信改造，在原有杆塔上悬挂架设
4	全介质自承式光缆（ADSS）	介质光缆	
5	架空地线捆绑光缆（AD—Lash）		老线路通信改造，在原有电力线上附加
6	架空地线缠绕光缆（GWW(OP）		

3.1　光纤复合架空地线

3.1.1　光纤复合架空地线的特点

光纤复合架空地线（Optical Fiber Composite overhead Ground Wires，OPGW）是将光纤内置于架空输电线的地线之中，既作为输电线的防雷地线，又作为通信光缆。在电力系统通信中具有如下优点：

（1）OPGW 既作为输电线的避雷线，又作为通信光缆，二者合一，无需申请线路走廊和另设通信杆塔，可以节省大量的投资和人力。

（2）OPGW 由于和输电线路同步架设和投运，所以可以改变原来电力系统通信系统建设落后于一次系统建设的状况。

（3）OPGW 中光纤内置于坚固的铝包钢线内，具有比一般光缆更优良的机械强度和防腐蚀性能，寿命可以大于 30 年；电力杆塔特别是高压输电线路的杆塔较之普通通信杆线更为坚固，抗自然灾害的能力更强；另外，光缆线路敷设在高压输电线的顶部，不存在被人偷盗等人为因素的破坏，因此，可靠性非常高。

（4）OPGW 的敷设走向与电力系统输电线一致，便于实现对电网的监视和控制，更有利于电力通信系统的组网。

（5）国内外已建的 OPGW 通信系统表明，系统一旦建成，基本上无维护工作量。

3.1.2　光纤复合架空地线的典型结构

3.1.2.1　铝管式层绞结构

铝管式层绞结构属于松套层绞结构。其结构示意图如图 17.2-11 所示。

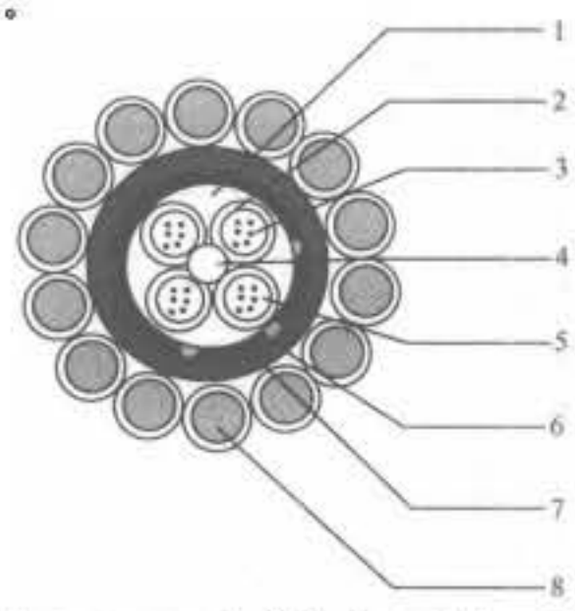


图 17.2-11　铝管式层绞结构示意图

1—填充化合物（缆膏）；2—松套管；3—光纤；4—中心加强件；5—填充化合物（纤膏）；6—隔热带；7—铝管；8—铝包钢线

3.1.2.2　中心束管式结构

束管主要包括塑料管、铝管和钢管等几种结构。中心束管式结构的示意图如图 17.2-12 所示。

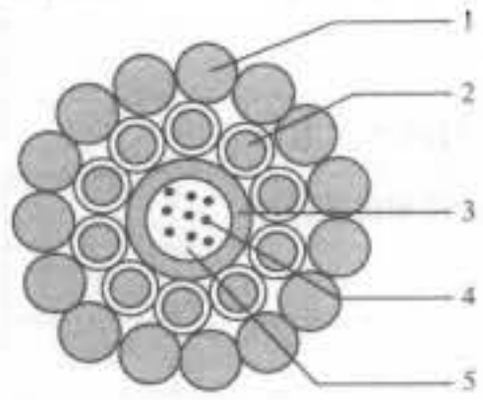


图 17.2-12　中心束管式结构示意图

1—铝合金线；2—铝包钢线；3—中心束管；4—光纤；5—填充化合物（纤膏）

3.1.2.3　螺旋槽铝骨架结构

光纤的松套管处于铝骨架的螺旋槽里。螺旋槽铝骨架结构的示意图如图 17.2-13 所示。

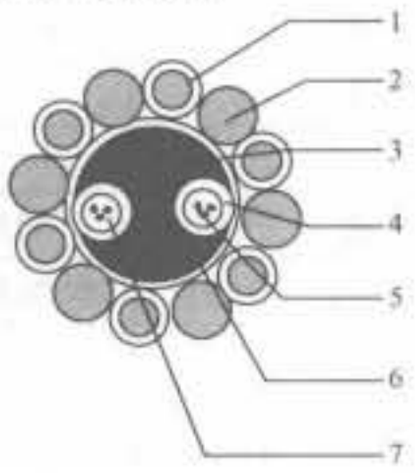


图 17.2-13　螺旋槽铝骨架结构示意图

1—铝包钢线；2—铝合金线；3—螺旋铝骨架；4—松套管；5—光纤；6—铝箔层；7—填充化合物（纤膏）

3.1.2.4　薄钢管结构

薄钢管作为光纤的松套管与同等直径的金属线绞和成型。薄钢管可以放置在 OPGW 的正中央，也可以偏离中央位置。其结构示意图如图 17.2-14 所示。

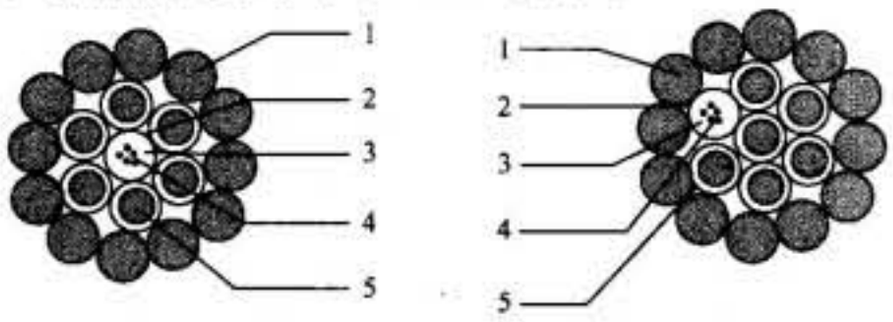


图 17.2-14　薄钢管结构示意图

1—铝合金；2—薄钢管；3—填充化合物；4—光纤；5—铝包钢线

由于各种光缆的结构不同，因此光缆在短路电流容量、抗侧压能力、光缆强度、光纤余长等方面具有不同的性能。

3.1.3　出厂检验和型式检验的项目

OPGW 出厂检验和型式检验的项目见表 17.2-12。

表 17.2-12　　OPGW 出厂检验和型式检验的项目

序号	项　目	检验类别	
		出　厂	型　式
1	OPGW 结构完整性及外观	100%	检验项目包括除绞合单线性能外所列的所有项目
2	识别色谱		
2.1	光纤识别色谱	100%	
2.2	不锈钢管识别色谱	100%	
3	OPGW 结构尺寸		
3.1	OPGW 各层绞合节距	10%	

续表

序号	项 目	检验类别	
		出 厂	型 式
3.2	OPGW 外径	100%	检验项目包括除绞合单线性能外所列的所有项目
4	光纤模场直径和尺寸参数	5%	
5	光纤截止波长和传输特性		
5.1	截止波长	5%	
5.2	衰减系数	100%	
5.3	衰减点不连续性	5%	
5.4	波长衰减特性	10%	
5.5	色散	5%	
6	绞合前单线性能	提供进厂检验数据	无
7	OPGW 长度检查	100%	检验项目包括除绞合单线性能外所列的所有项目
8	OPGW 机械性能		
8.1	抗拉性能	2%	
8.2	应力—应变性能	1 次/批次	
8.3	过滑轮性能	1 次/批次	
8.4	风激振动性能		
8.5	舞动性能		
8.6	蠕变性能		
9	OPGW 电气性能		
9.1	短路电流性能		
9.2	雷击性能		
10	OPGW 环境性能		
10.1	衰减温度特性		
10.2	滴流性能		
10.3	渗水性能		

3.2 全介质自承式光缆

3.2.1 全介质自承式光缆的优点

全介质自承式（All Dielectric Self-supporting Optical Fiber Cable，ADSS）光缆是一种用于高压输电系统通信线路的新型结构的光缆，对其抗电腐蚀特性和机械特性等均需有严格的检验标准。自 20 世纪 90 年代开始，ADSS 光缆以通信容量大、投资省、建设速度快等优点在电力系统得到了迅速的发展。ADSS 光缆主要具有以下优点：

（1）ADSS 光缆架设无需申请线路走廊和另设通信杆塔，可以节省大量的投资和人力。

（2）ADSS 光缆安装费用比 OPGW 低，可以带电安装。

（3）ADSS 光缆全部采用非金属材料，直径小、质量轻、抗拉力强度大、绝缘性能好。

（4）由于 ADSS 光缆与输电线路相对独立，因而维护方便。

3.2.2 全介质自承式光缆的典型结构

全介质自承式光缆的结构应依据跨距、弧垂、气象条件、空间电位和其他性能要求等进行严格的设计。

“圆”形 ADSS 光缆结构为被覆内垫层的缆芯外或中心管外均匀缠绕芳纶纱，然后被覆黑色聚烯烃护套，其结构如图 17.2-15（a）、（b）所示。

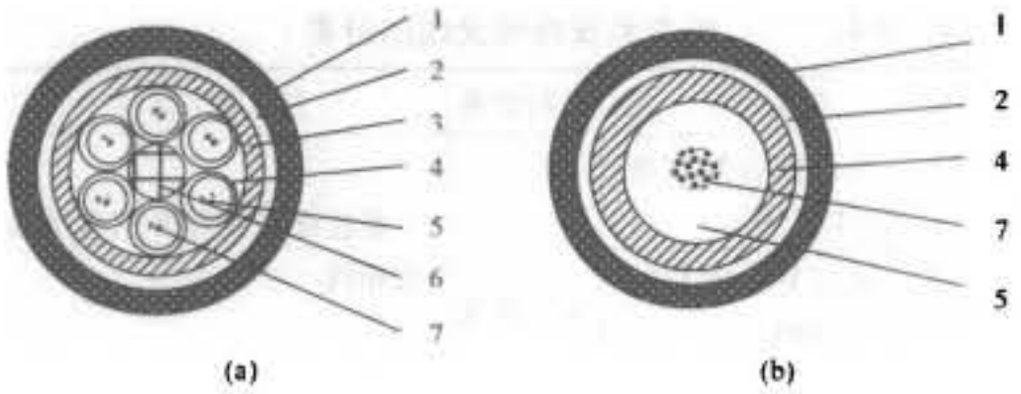


图 17.2-15 “圆”形 ADSS 光缆结构

（a）层绞式；（b）中心管式

1—外护套；2—芳纶纱；3—内垫层；4—松套管；5—填充复合物；6—中心加强件；7—光纤

3.2.3 出厂检验和型式检验的项目（见表 17.2-13）

表 17.2-13 ADSS 光缆出厂检验和型式检验的项目

序号	项 目	检验类别	
		出 厂	型 式
1	光缆结构完整性及外观	100%	全部项目
2	识别色谱		
2.1	光纤识别	100%	
2.2	松套管识别	100%	
3	光缆结构尺寸		
3.1	内垫层和外护套的厚度	100%	
3.2	缆芯结构	10%	
4	光缆标志		
4.1	标志的完整性和可识别性	100%	
4.2	标志的牢固性		
4.3	计米标志误差		
5	光缆长度	100%	
6	光纤模场直径和尺寸参数	5%	
7	光纤截止波长和传输特性		
7.1	截止波长	5%	
7.2	衰减系数	100%	
7.3	衰减不均匀性	10%	
7.4	波长附加衰减	5%	
7.5	色散	5%	
8	外护套性能		
8.1	热老化前后的拉伸强度和断裂伸率		
8.2	热收缩率		
8.3	聚乙烯套耐环境应力开裂		
8.4	外护套的其他性能		
9	光缆的机械性能		
10	光缆的环境性能		
10.1	衰减温度特性		
10.2	热老化性能		
10.3	渗水性能	100%	
10.4	滴流性能		
10.5	阻燃光缆的燃烧性能		
10.6	低温下弯曲性能		
10.7	低温下冲击性能		
10.8	抗紫外线性能		
10.9	耐电痕性能		
11	包装	100%	

3.3　架空地线缠绕光缆

3.3.1　架空地线缠绕光缆的特点

架空地线缠绕光缆（Ground Wire Wrapped Optical Fiber Cable，GWWOP 光缆）缠绕在输电线路架空地线的表面，敷设光缆时不用更换地线和拉闸停电等，另外由于架空地线缠绕光缆的质量很轻，所以光缆安装时也不需要加固铁塔。因此光缆的设计非常适合在电力系统停电难的情况下敷设光缆。由于光缆的质量很轻，同时敷设时缠绕在架空地线上，因此受力较小，光缆接续盒可以安装在任何类型的铁塔上，例如耐张塔或直线塔，从而使安装相对灵活。敷设架空地线缠绕光缆的总费用，包括光缆、金具及施工费用等，仅为光纤复合架空地线的 50%左右，因此可以大大降低工程的建设费用。在光缆应用的早期应用比较广泛。

但是，自从 1992、1993 年开始敷设 GWWOP 光缆以来，出现了不少安全问题，所以 GWWOP 光缆基本上属于光缆应用过渡期产品，它的细线径、轻负荷的结构特征，虽然有利于安装，但是也带来了许多问题，即容易出现断缆事故，相对比较脆弱，如遇到采石、枪击、鸟啄时，容易出现缠绕光缆的断缆。所以 GWWOP 光缆不宜作为主要通信光缆来进行铺设，只是在别的光缆（如 OPGW、ADSS 光缆）无法或难以铺设的情况下少量使用，并在合适的时间和条件下用别的光缆及时替代。

3.3.2　架空地线缠绕光缆的典型结构和参数

GWWOP 光缆全部采用非金属材料，由于线径细，因此可以缠绕在输电线路的架空地线或者相线上。缠绕光缆由于应用较早、技术比较成熟，因此在一段时间里电力系统采用较多。图 17.2-16 给出了架空地线缠绕光缆的典型结构。

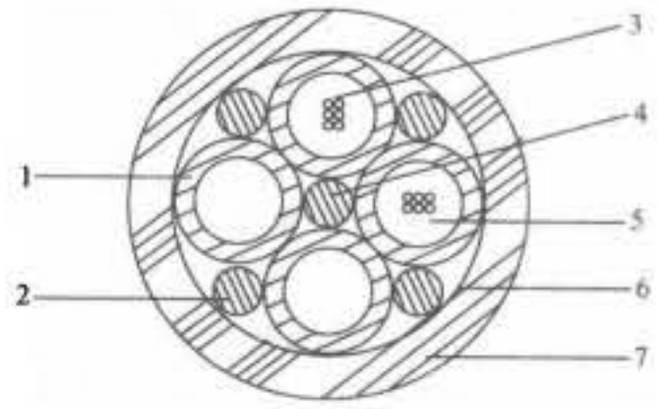


图 17.2-16　架空地线缠绕光缆的典型结构
1—松套管；2—填充绳；3—光纤单元；4—聚芳基树脂中心加强件；5—填充的阻水混合物；6—聚酯带；7—氟聚合物护层

3.3.3　架空地线缠绕光缆的应用范围

架空地线的性能特点决定它不是一种适宜广泛铺设的光缆，主要是作为一种替代品在特殊条件下少量使用，其应用范围如下：

（1）穿越公路、铁路、河流等。

（2）输电线路走廊的地形比较复杂时。

（3）新建不久的线路（一般不能超过 10 年）。

（4）时间紧迫、需迅速实现通信的项目。

（5）可带电施工（但施工较慢且施工费用较高）。

3.4　架空地线捆绑光缆

随着我国城市电网建设改造步伐的加快，在国际国内电信市场开放的大趋势下，发挥 300 万 km 的中低压配电线路的资源优势，需要尽快沿低压输电线路建设覆盖城乡的光纤通信网络。因此作为光缆线径较细、芯数少、价格也比较便宜的捆绑光缆（All Dielectric Lashed Cable，AD—Lash）是比较合适的选择。

3.4.1　捆绑光缆的结构

目前生产捆绑光缆的公司比较少，在国内应用的也很少。一般光纤被放置在光缆中心的松套管中间，光纤的芯数可以达到 48 芯。光缆的外护套层中，两根无金属的加强件材料对称地排列在松套管两侧。它的材料为高强度的芳纶纱，主要用于在光缆安装和日常运行时承受拉力。捆绑光缆的绑带含有无金属的耐张材料，在材料的外围是一层聚合物的外护套，该外护套具有抗紫外线和恶劣环境的特性。在绑带的一面带有黏性物质以保证将光缆和地线牢固地捆绑在一起。根据标准 EN 1464 要求，在温度为 20℃时，黏着力最小不能低于 5N。当光缆安装受潮时，黏着力不应当减小。AD—Lash 光缆的结构如图 17.2-17 所示。

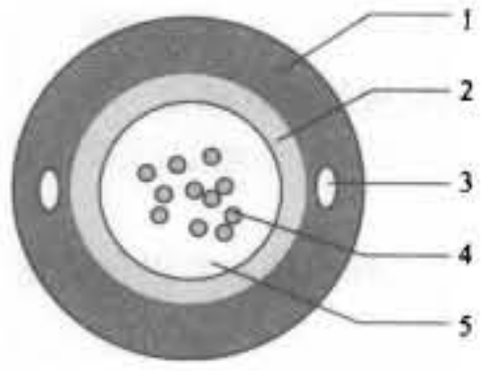


图 17.2-17　AD—Lash 光缆结构示意图
1—外护套；2—松套管；3—加强件；4—光纤；5—填充化合物

3.4.2　捆绑光缆的主要特性

捆绑光缆的主要特性包括以下几个方面：

（1）光缆的直径小、质量轻。

（2）可以比较容易和快速地安装在现有的相线或地线上。

（3）不需要对现有的杆塔进行加固。

（4）安装以后光缆不会受到一个长期的拉力。

（5）光缆为全非金属材料设计。

由于安装在相线或地线的下面，有效地降低了风雪和冰凌对光缆的作用。

3.4.3　捆绑光缆的主要应用范围

从目前来看，在新建输电线路时，OPGW 作为首选已成为共识，而在已有的输电线路上敷设 ADSS 光缆也已成为主流，而捆绑光缆可以作为一种补充，在电力系统中推广应用。主要的应用范围有：

（1）超大跨距的输电线路，如过河过江时跨距超过 1500m 以上时。

（2）对于输电线路杆塔较低时，如悬挂 ADSS 光缆不能满足对地的净空要求时，可以采用捆绑光缆。

（3）农村短跨距的低压输电线路。

（4）临时的应急通信。

3.5　光纤复合架空相线

光纤复合架空相线（Optical Fiber Composition Phase Conductor，OPPC）是将光纤单元复合在相线中的光缆，具有普通相线和光通信的双重功能。OPPC 充分利用电力系统自身的线路资源，是一种用于电力通信的新型特种电力光缆。自 20 世纪 80 年代开始，OPPC 在欧洲、美洲等国家 150kV 以下输电线路中架设运行。目前，它已在更高电压等级的电力线路上得到应用。

在我国现行电网中，35kV 以下的线路一般都采用三相电力系统传输，电力通信则采用传统的方式进行。如果用 OPPC 替代三相中的一相，形成由两根导线和一根 OPPC 组

合而成的三相电力系统，不需要另外架设通信线路就可以解决电网的自动化、调度、通信等问题，并可大大提高传输的质量和数量。

3.5.1 光纤复合架空相线的结构

OPPC 光缆的结构如图 17.2-18 所示。

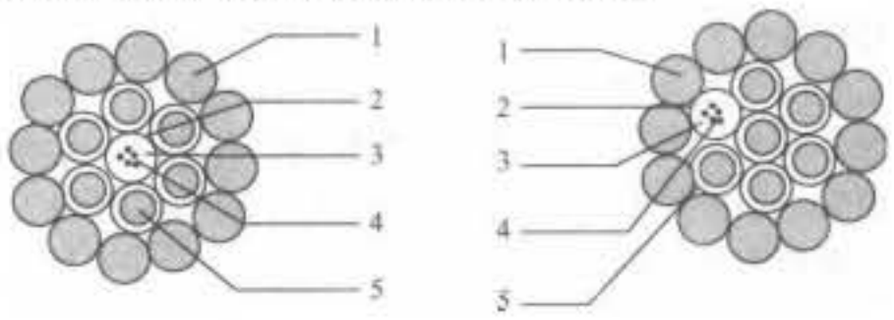


图 17.2-18 OPPC 光缆结构示意图

1—铝合金；2—薄钢管；3—填充化合物；
4—光纤；5—铝包钢线

3.5.2 光纤复合架空相线的优缺点

（1）OPPC 具有相线和光通信的双重功能，一次敷设，节省施工费用。

（2）OPPC 采用镀锌钢丝或者铝包钢丝，具有较好的防雷击性能。

（3）与 ADSS 相比，不存在电腐蚀的问题。

（4）由于 OPPC 导线上有高电压，在防盗方面具有明显的优势。

（5）由于 OPPC 带电，因此在中间接头和终端接头处，需要采用合适的光电分离装置。

3.6 金属自承式光缆

金属自承式光缆（Metallic Aerial Self-supported Cable，MASS 光缆）是介于 OPGW 与 ADSS 光缆之间的产品，作为自承式光缆应用时主要考虑强度和弧垂以及与相邻导线的安全间距。与中心管单层铠装的 OPGW 类似，MASS 采用中心不锈钢管光纤单元，铠装线通常采用镀锌钢丝或铝包钢丝，结构简单，价格低廉。

MASS 光缆与 OPGW 相比，不用考虑短路电流和热容量，同时也不必考虑绝缘、载流量和阻抗。MASS 光缆充分地利用电力铁塔（杆塔）的资源，它的材料成本与 ADSS 光缆（在相同抗拉强度的前提下）相比较有很大的优势。

MASS 结构与性能特点：

（1）在中心不锈钢管光纤单元的外面包敷一层铝包钢丝或镀锌钢丝。

（2）典型的 MASS 光缆的外径只有 6.5～10mm，对杆塔的负荷很小，在特定的跨距和弧垂下很有优势。

（3）因为 MASS 光缆是全金属结构，可以与铁塔进行良好的接地，解决了 ADSS 光缆的电腐蚀问题。

（4）工程施工的技术规范可以与 OPGW 相同，因为是全金属结构，与相邻导线的弧垂变化是一致的。

4 光缆在线监测技术

随着光纤通信技术的不断发展，光纤通信在电力系统通信中的地位越来越重要，电力系统通信部门铺设了大量的光缆传输电力系统业务。随之而来的，如何管理与维护光缆线路，确保电力系统的稳定、安全运行成为电力系统通信调度部门所面临的一个重要问题。

目前，电力通信部门采用手持 OTDR 仪器人工对线路进行测试，这种传统的光缆维护方式存在很多不足，主要表现在以下几个方面：

（1）这是一种被动测试方式，无法主动、实时监测在线使用的光纤线路传输质量。

（2）传统的故障判别是由传输系统的光设备告警来提供，由于发生故障的原因众多，仅依据光传输系统告警及运行人员的经验通常无法准确判断故障原因。

光缆在线监测与管理技术利用 OTDR 测试技术、WDM 技术、光功率实时监测技术、光开关技术、光功率及网管告警联动测试技术等，能够实现电力光缆线路的主动测试，并且利用内置的光缆线路故障分析模块，自动分析光缆线路的故障情况及线路的传输质量，电力光缆在线监测与管理系统是我们电力系统通信调度部门对光缆线路测试、分析、维护、管理的自动化平台。

4.1 监测原理与方法

4.1.1 光功率监测技术

4.1.1.1 备纤加光源监测线路光功率方式

备纤加光源的光功率监测方式采用一根从监测始端到末端的备纤进行光功率监测。通过光源设备发光，在测试始端利用光功率监测模块接收，并监测光功率的变化，采用备纤＋光源的监测方式的示意图如图 17.2-19 所示。

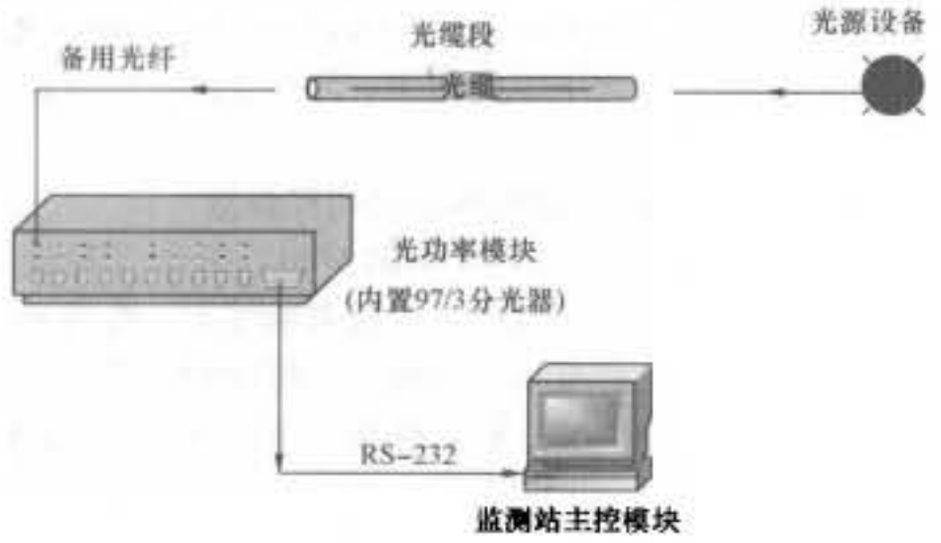


图 17.2-19 备纤＋光源的光功率监测原理示意图

4.1.1.2 在线实时采集光功率方式

在线实时采集光功率方式是通过采集在线光纤的光功率来监测线路的光功率变化。其内部内置 97/3 分光器，通过 3%的分光监测线路的光功率。其监测示意图如图 17.2-20 所示：

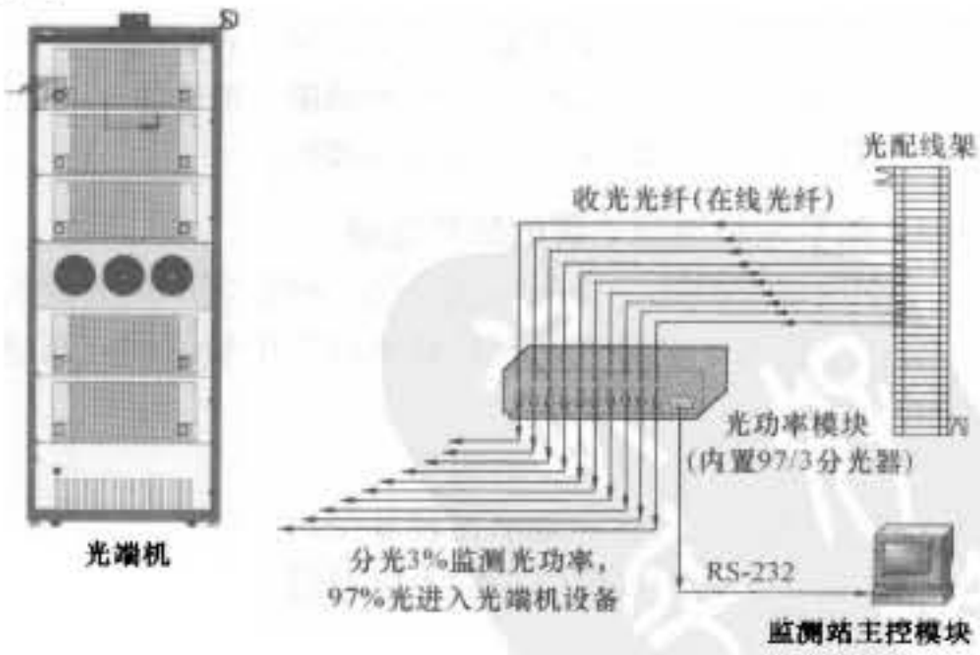


图 17.2-20 在线监测光功率原理示意图

4.1.2 线路测试技术

对于电力光缆线路测试目前主要有两种测试方式：备纤测试和在线光纤测试。备纤测试利用从测试始端到测试末端的一根顺序跳接的备用光纤进行测试；在线光纤测试使用正在工作的光纤进行测试，需要使用波分复用技术对测试光和工作光进行耦合。利用波分复用原理的在线光纤测试示意图如图 17.2-21 所示。

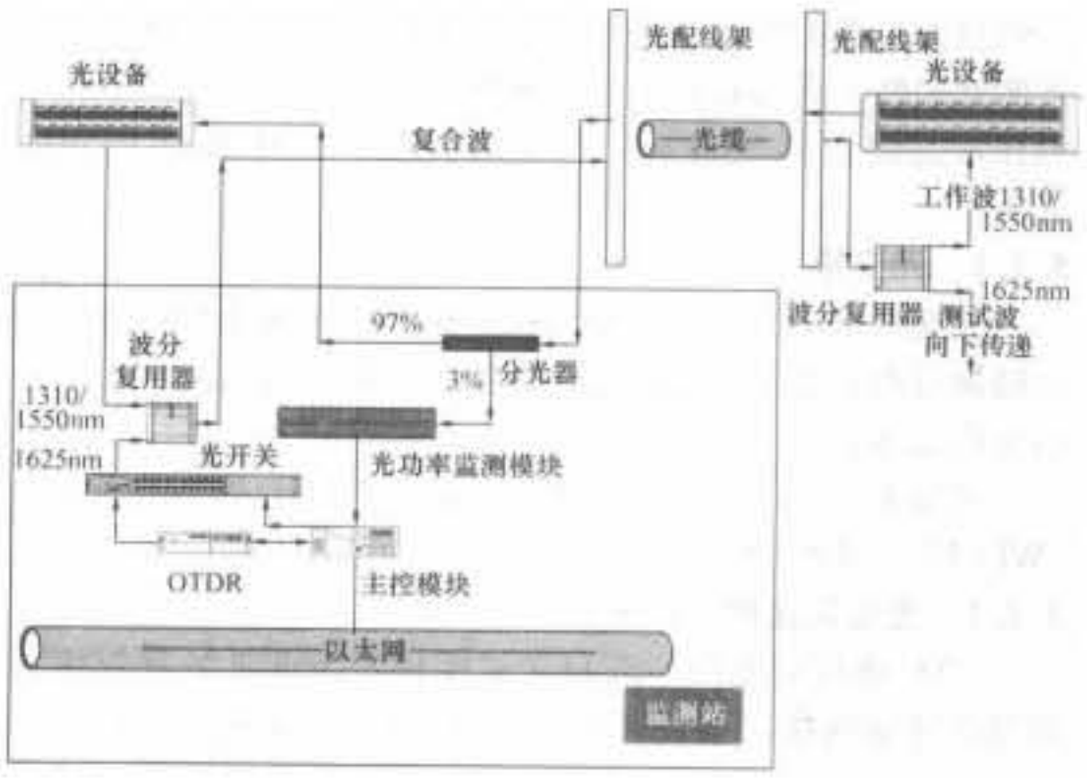


图 17.2-21　利用波分复用原理的在线测试示意图

4.1.3　光缆线路主动测试技术

主动测试技术将对线路传输质量的实时监测结果与线路测试结合起来，一旦发现线路光功率异常，立即对该线路段启动测试。

利用光功率实时监测结构与测试联动的主动测试技术工作流程图如图 17.2-22 所示。

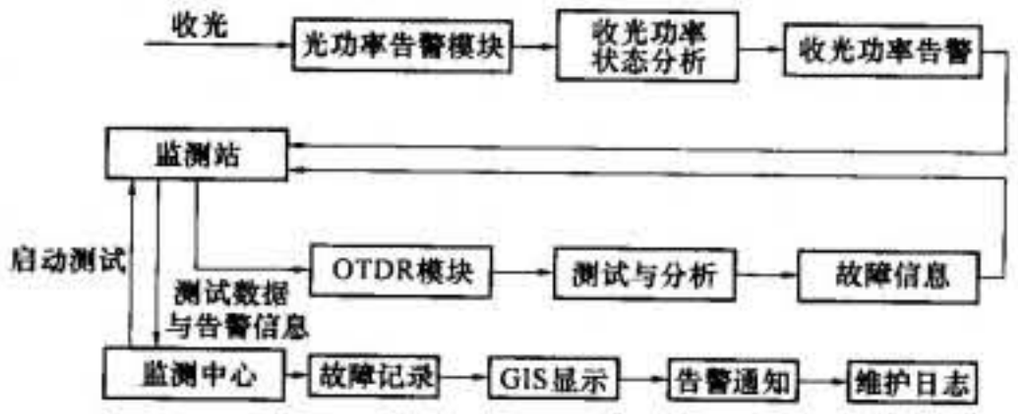


图 17.2-22　利用光功率实时监测与光缆线路测试联动测试流程图

利用网管告警与测试联动的主动测试技术工作流程图如图 17.2-23 所示。

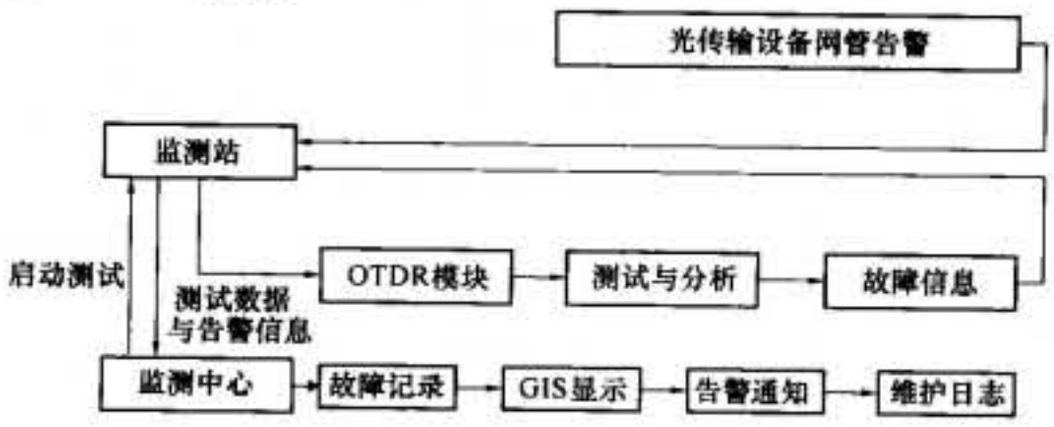


图 17.2-23　利用网管告警与光缆线路测试联动测试流程图

4.1.4　基于 GIS 的故障定位技术

基于 GIS 的故障定位技术将故障信息与地理信息系统相结合，将这个抽象的光学长度测试值转变为运行维护人员都熟悉的带有地理信息特征的线路管理参考点信息，使管理、维护更加方便、直观。

4.2　光缆在线监测系统

4.2.1　两级监测系统体系结构

4.2.1.1　两级体系结构总体组成

电力系统光缆在线监测系统由监测中心和监测站组成。监测中心一方面通过资源管理维护工作站对光传输网资源进行维护；另一方面监测中心对监测站实施远程管理。监测站是一个独立的自动化测试单元，可以受监测中心的远程控制完成对线路测试，也可以单独使用对线路进行测试。两级组网的电力系统光缆在线监测系统的体系结构如图 17.2-24 所示。

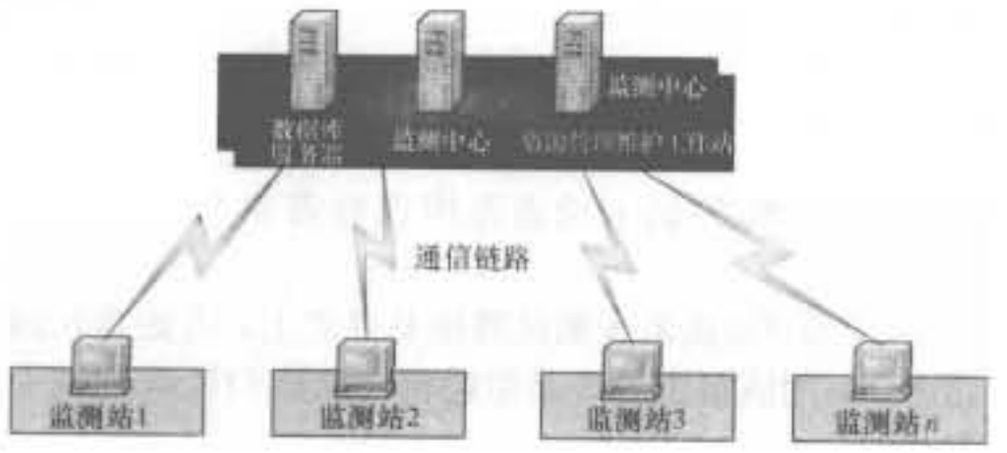


图 17.2-24　电力光缆在线监测系统两级组网体系结构示意图

4.2.1.2　监测中心组成

监测中心组成包括监测中心应用服务器、资源管理维护工作站、数据库服务器、打印机、网桥设备、便携式维护工作站、语音卡、短信模块等设备。

4.2.1.3　监测站组成

监测站组成包括监测站主控模块（内置 OTDR 卡）、光功率监测模块、光开关设备、多串口扩展设备及网桥设备。

4.2.2　多级监测系统体系结构

当所监测电力通信光纤网的网络规模很大，分别属于不同的地区进行维护管理，如构建国家或网省一级的光缆监测系统时，需要设置多个地区级光缆监测子系统。多级光缆监测系统的体系结构示意图如图 17.2-25 所示。

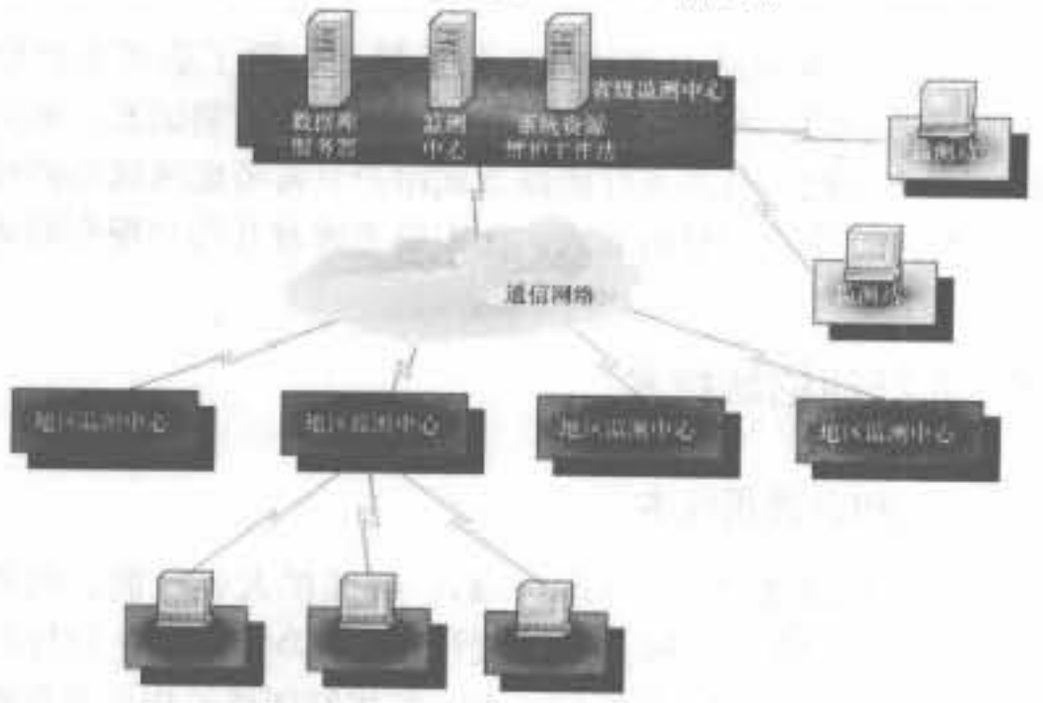


图 17.2-25　多级光缆监测系统体系结构示意图

4.2.3　光缆监测系统规划与设计

4.2.3.1　网络拓扑分析及监测站选址

重点要考虑以下原则：

（1）以监测站为测试中心的测试半径要能够达到最远的测试路由。

（2）监测站尽量设置在光缆交汇点处。

4.2.3.2　监测方式的规划与设计

（1）光缆线路传输质量监视方案设计。备纤加光源方式是从全程线路损耗的角度来度量线路的光功率变化，而在线监测方式则是逐段监测，相比备纤监测来说，精度更高，定位故障光缆段更准确。

（2）电力光缆线路测试方案设计。备纤测试利用从测试始端到测试末端的一根顺序跳接的备用光纤进行测试；在线光纤测试使用正在工作的光纤进行测试，需要使用波分复用技术对测试光和工作光进行耦合。

4.2.3.3　复杂网络结构的测试路由方案设计

为了提高监测站的利用效率，在纤芯资源丰富的情况

下，可以采用备纤迂回法实现主干线路和分支线路的监测；光开关级联方式占用较少的备纤资源，对于备纤资源比较紧张的情况，可以通过采用光开关远程级联的方式，完成对分支线路的测试。

4.2.3.4 测试卡选择

OTDR 测试卡的选择需要考虑诸多因素。

（1）OTDR 测试卡动态范围选择需要考虑以下几个方面：

1）规划好监测系统测试路由基础之上，考虑最长的测试路由，并用该路由的线路损耗粗略推算 OTDR 测试卡的动态范围。

2）充分考虑线路的实际情况（光缆线路、光缆线路接头和熔接点损耗）。

3）相关光学设备带来的插入损耗分析。

（2）OTDR 测试卡的测试波长。一般采用 1310、1550、1625nm 单波长或双波长的 OTDR 测试卡。不同的测试波长通过光缆线路的损耗是不相同的。典型的损耗值及其成本比较如表 17.2-14 所示。

表 17.2-14 不同测试波长的测试波在光缆上的典型损耗值

测试波长（nm）	典型损耗值（dB/km）	成 本
1310	0.3～0.4	低
1550	0.19～0.25	较高
1625	0.2～0.3	高

在 OTDR 测试卡测试波长的选择上，除了要考虑性能和价格方面的因素外，光缆线路测试方式也对测试波长的选择有很大影响。备用光纤测试方式用户只需考虑测试卡的成本与性能；在线测试的方式，还需要考虑避开用户现有的通信波长。

5 光纤通信新技术

5.1 光时分复用技术

当传输速率达到 40Gbit/s 后，继续扩大容量的方法有波分复用（WDM）和光时分复用（OTDM）。其中 OTDM 指在光上进行时间分割复用，方式有比特间插复用和光数据包复用两种，目前常采用比特间插方式。具体实现时，各支路信号被调制到光脉冲上，这一系列超短光脉冲通过固定的延迟在时间上错开，经过耦合器复用成帧后在线路传输。在接收端，提取光时钟信号并对信号进行解复用。目前待解决的问题是超短脉冲的产生与稳定传输、光时钟的提取技术等。

5.2 WDM 与全光网

增大传输容量是光纤通信发展的目标之一。随着光放大器技术的不断发展，波分复用（WDM）和密集波分复用（DWDM）成为光通信提高传输容量最有效的技术。WDM/DWDM 的特点是，充分利用光纤带宽资源，对信号实现透明传输，有较完善的保护机制，成本低廉。目前，DWDM 向更高的单波速率、更小的波道间隔方向发展，单波速率从 10～40Gbit/s，波道间隔从 100～50GHz 再到 25GHz，甚至 12.5GHz，目前实验室能达到 1000 个波长的复用。

全光网络是指光信号在网络中传输及交换时始终以光的形式存在，而不需要经过光/电、电/光变换。即信息从源节点到目的节点的传输过程始终在光域内。全光网络具有对信号的透明性，还具有扩展性、可重构性和可操作性。全光网的技术关键包括光交换、光交叉连接、光中继和光分插复用。

5.2.1 光交换

光交换采用直接的光域交换，摒弃了传统光交换中的光电转换过程，进一步提高交换速度，是宽带通信网最具潜力的交换技术。

光交换技术有空分（SD）、时分（TD）和波分/频分（WD/FD）等类型。

5.2.2 光交叉连接（OXC）

OXC 通过对光信号进行交叉连接，能够灵活有效地管理光纤传输网络，是实现可靠的网络保护/恢复以及自动配线和监控的重要手段。OXC 主要由光交叉连接矩阵、输入输出接口、管理控制单元等模块组成。光交叉连接矩阵是 OXC 的核心，要求无阻塞、低延迟、宽带和高可靠性，具有单向、双向和广播功能。

OXC 也有空分、时分和波分 3 种类型。目前比较成熟的技术是波分复用和空分技术，时分技术还不成熟。

5.2.3 光中继

采用全光传输型中继器代替传统的光—电—光再生中继器，直接在光路上对信号进行放大传输，光放大技术的发展为光中继的实现奠定了基础。掺铒光纤放大器（EDFA）具备高增益、高输出、宽频带、低噪声、增益特性与偏振无关等优点，可应用于 100 个信道以上的密集波分复用传输系统和其他光通信系统中。

5.2.4 光分插复用（OADM）

OADM 可以从一个 WDM 光束中分出一个信道（分出功能），并且一般是以相同波长往光载波上插入新的信息（插入功能）。对于 OADM，在分出口和插入口之间以及输入口和输出口之间必须有很高的隔离度，以最大限度地减少同波长干涉效应。

全光网将向着波分、时分与空分 3 种方式结合的方向发展。全光网络可能首先应用于局域网、城域网并逐步扩展到广域网，最终实现一个高速、大容量、能满足未来通信业务需求的全光网络。

5.3 超长距离光纤传输系统

超长距离传输一直是光纤通信的发展方向之一。单跨距离不断提升，从 20、40、80、120km 到 160km，无再生中继距离从 600km 到 4000km。在电力系统特高压环境中，考虑线路走廊、安全、投资等因素，单跨长距离传输意义更大。

特高压输电线路环境中的光纤通信系统，与常规系统比较，将面临电压等级高、传输距离长，机械、电气、环境条件更加复杂的状态，因此，实现方式上将面临更大的考验。目前，光纤通信作为主要的信息传输方式，在电力系统中应用十分广泛，然而要实现 350～500km 距离无中继传输，对目前缆线和设备而言，还存在较大的挑战：目前常规光纤通信无中继传输距离一般为 100km 左右，加光放后可以达到 250～300km。光纤通信技术飞速发展，理论上实现 500km 无中继传输是可能的，国外实验室也有这方面的研究报道，而随着光纤放大器和各种补偿技术的发展，通过适当的光纤和光器件配合，采用合适的传输码型，并配合 FEC/EFEC/SFEC 技术，目前的光传输距离尚有提升的潜力。同时，在目前光纤通信中，由于中继距离不长，一般线路预算只考虑

了衰减的影响，而当传输距离变大后，光纤的色散将逐渐成为重要限制因素；为增大传输距离而使实际传输系统功率增加，也会导致系统出现显著的非线性效应。

5.4　自由空间光传输技术（FSO）技术

自由空间光传输技术（FSO）或无线光通信技术使用大气作为传输信道，利用近红外的激光实现中、短距离的宽带信息传输，具有高带宽、高安全性、高灵活性、不受电磁干扰、部署灵活等优点，已经逐渐在公网中应用，国外也开始利用该技术构建城域宽带接入网。

FSO 与光纤相比较，无需介质，敷设迅速，成本低廉，维护方便，但可靠性稍差，传输距离短；与微波比较，带宽宽，敷设迅速，成本低廉，无需频率申请，但传输距离短。

在短距离应用环境下，FSO 与其他通信方式比较，有一定的特点：

（1）FSO 使用频率高达 10^{14} Hz 以上，可利用的带宽是无线电射频波段的数十倍。

（2）FSO 传输方向性好，发散小，信息传输保密性很强，对其他系统影响小，不受电磁干扰影响。

（3）FSO 以光为传输媒介，对语音、数据、图像等业务可以做到透明传送。

（4）部署与开通迅速，组网灵活方便。

在电力系统中的应用包括：

（1）现有网络的补充和完善。对某些光纤网络，通过 FSO 补充成为高生存性能的环形网络；在不便敷设光缆的区域利用 FSO 实现宽带互联。

（2）应急通信。由于开通方便，FSO 可以作为应急通信或临时通信工具，保证通信网在发生故障时能迅速恢复业务。

（3）通信网的备用通道。具有保证通信网抵御故障的能力。

气象环境的影响是 FSO 技术应用的障碍，也是该领域研究的重点和目标。

5.5　多业务传送平台（MSTP）发展趋势

鉴于数据业务量迅猛增长和大量的通信传输设施基于 SDH 体制的现状，传统网络的当务之急是寻求一种基于 SDH 网络架构的、支持多业务的、高集成度的、标准统一的传输解决方案来同时承载 TDM 和数据业务，动态配置信道带宽，以改进完善现有 SDH 网络，整合分离的 SDH 层、ATM 层和 IP 层，保护现有投资，提高网络生存能力。因此，业界提出多业务传送平台（MSTP）概念，作为下一代 SDH 技术。MSTP 并非是一项崭新的技术，只是通过映射、VC 虚级联、GFP、LCAS 以及总线技术等手段将以太网、ATM、RPR、ESCON、FICON、光纤通道、MPLS 等现有成熟技术进行内嵌或融合到 SDH 上，成为能支持多种业务的传输系统。

MSTP 技术的特点是融合 TDM 和以太网二层交换，通过二层交换实现数据的智能控制和管理，优化数据在 SDH 通道中的传输，并有效解决 ADM/DXC 设备业务单一和带宽固定、ATM 设备价格昂贵以及 IP 设备组网能力有限和 QoS 问题。

随着数据业务比重的逐渐增大，为了适应数据业务不确定性、不可预见性的特点，下一代 MSTP 将在增强数据业务处理能力的同时，增加智能特性，从而快速响应业务层的带宽实时需求，为带宽出租、光虚拟专网（OVPN）、SLA 等运营提供支撑。

5.6　自动交换光网络（ASON）技术

自动交换光网络（ASON）是具有自动路由、信令和发现功能的网络。ASON 是光传送网由基础网向业务网转化，更好地适应业务 IP 化的必然结果。ASON 技术的主要特点是：采用专门的控制平面协议，具有可扩展的信令指令集，将网络资源动态分配给路由，具有快速的业务提供能力，具有很强的故障恢复能力，能提供波长出租、波长批发、光 VPN 等业务。ASON 由管理平面、控制平面、数据传送平面三层组成。管理平面对网络中硬件设备进行维护，对业务进行指配、信息查询和修改、业务计费等；控制平面的基本功能是通过信令支持端到端连接的建立、释放和维护，并通过路由选择合适的通道；传送平面为用户提供端到端的透明信息传送，同时传送控制信息和网管信息。当网络发生故障时，管理平面和控制平面相配合，快速启动备用或恢复路由，保证故障信息及时、准确地在网络中传播。ASON 的光信号在光层进行路由交换，降低由 IP 路由器带来的信号延时和抖动。ASON 具有实时、动态的流量控制功能，可根据客户层的业务需求，动态调整网络的逻辑拓扑结构避免拥塞。

根据控制连接建立的主体不同，ASON 的分布式呼叫和连接管理支持三种基本连接类型。

（1）永久连接（PC）。是一种由管理系统配置的连接类型，又称指配型连接。这种连接是将路径上的每一个网元都按指定的信息进行配置，从而建立端到端连接。永久性连接的发起和维护都是由管理平面来完成。

（2）交换连接（SC）。是一种由终端用户请求而建立的连接，又称为信令型连接。这种连接是由控制平面的通信终端点利用信令协议消息交换建立的连接。连接的发起和维护都由控制平面来完成，控制平面通过用户网络接口接收用户方面传来的请求，经过处理后在传输平面为这个请求提供一条具体的可满足用户需求的光通道，并把结果报告给管理平面。

（3）软永久连接（SPC）。是一种用户到用户的连接，其中端到端连接中的用户到网络的部分是通过网络管理系统建立的一个永久连接，而端到端连接的网络部分是通过控制平面建立的一个交换连接。在连接的网络部分，连接建立的请求是由管理平面发起，而由控制平面执行。这种连接又称为混合型连接。

2000 年 ITU—T 正式确定开展 ASON 的标准化工作，由 ITU—T SG15 承担。ITU—T、IETF、OIF 和 ATM 论坛等标准组织已经完成大部分标准的制定，包括自动发现、信令、路由，传送管理和控制信息的基础网络 DCN 和 SCN，组件管理等。ASON 定义了统一、标准的网络接口，不同网络运营商的设备可以实现互联互通。

5.7　光传送网络（OTN）技术

光传送网络（OTN）是以波分复用技术为基础、在光层组织网络的传送网。OTN 可分为光信道层、光复用段层和光传送段层。光信道层包括光信道传送单元（OTUk）和光信道数据单元（ODUk）两个子层。OTN 技术主要优势是：多种客户信号封装和透明传输，基于 ITU—TG.709 的 OTN 帧结构可以支持多种客户信号的映射和透明传输；大颗粒的带宽复用、交叉和配置；增强了组网和保护能力。OTN 可以支持电层和光层多种复杂网络拓扑结构，组网灵

活，网络扩展方便。OTN 网络可以同时实现电层 SNCP 保护和光层恢复。

ITU—T 已经制定了多个 OTN 技术相关的标准，主要标准包括：G.872 定义了 3 层网络结构，描述了各个层网络的功能；G.709 定义了 OTN 帧结构以及各个层网络的开销功能，定义了客户业务到 OTN 的映射处理/包含虚级连映射，以及 OTN 的复用处理；G.798 规定了 OTN 的每个原子功能模块，各个层网络的处理，包含客户/服务层的适配功能、层网络的终结功能、连接功能等；G.874 描述 OTN 五个管理功能（FCAPS），OTN 网络管理信息模型和功能需求；G.808.1 G.873.1 对保护倒换和保护定义进行了描述，定义了线性路径和子网保护的通用方式；G.8201 对误码和性能进行了描述；G.959.1 及 G.664 对 OTN 物理层特性进行了规定。

5.8 下一代网络（NGN）

NGN 是建立在 IP 技术基础上的新型网络，它在统一的管理平台上，实现音频、视频、数据信号的传输和管理，提供各种宽带应用和传统电信业务，是一个真正实现宽带窄带一体化、有线无线一体化、有源无源一体化、传输接入一体化的综合业务网络。下一代互联网以 IPv6 为基础，具有海量地址空间、便捷移动、改善的服务质量、端到端安全等特点。

NGN 是一个能够提供包括语音、数据、视频和多媒体业务的基于分组技术的综合开放的网络架构，具有以下特点：

（1）采用开放式体系架构和标准接口。

（2）呼叫控制与媒体层和业务层分离。

（3）网络层趋向于采用统一的 IP 协议实现业务融合。

（4）链路层趋向于采用电信级的分组节点，即高性能核心路由器、边缘路由器、ATM 交换机。

（5）传送层趋向于实现光联网，可提供巨大的网络带宽和低廉的网络成本，可持续发展网络结构，可透明支持任何业务和信号。

（6）接入层趋向于采用多元化的宽带无缝接入技术。

从功能上看，下一代网络从上往下由网络业务层、控制层、媒体层、接入和传送层共 4 层组成。其中网络业务层负责在呼叫建立的基础上提供各种增值业务和管理功能，网络管理和智能网是该层的一部分；控制层负责完成各种呼叫控制和相应业务处理信息的传送；媒体层负责将用户侧送来的信息转换成能够在网上传递的格式并将信息传送至目的地，该层包含各种网关并负责网络边缘和核心网之间媒体流的交换/传送；接入和传送层负责将用户连接至网络，完成业务量的集中和将业务传送至目的地，包括各种接入手段和接入节点。

5.8.1 NGN 提供的业务

（1）允许用户处理实时的呼叫。系统根据路由策略有选择地把呼叫转移到不同的话机上。能建立在移动/固定、移动/移动、固定/固定电话之间的可视呼叫。能自动识别语音并相应地作出标准的或事先用户设定的操作。

（2）通过 Web 浏览组织多方的多媒体会议；保持多方多媒体会话，会话不以会话方或终端的变换而终止。

（3）针对用户的终端环境，提供个性化的业务环境。

（4）语音、文本间双向转换。

（5）视频点播业务。

5.8.2 现有网络如何演进到 NGN

（1）局部网络：对电力系统通信，可以先在局部地区的少数站点建立实验网，通过试运行并积累一定经验后逐步推广。

（2）接入网：在智能小区宽带接入建设中逐步实施向 NGN 的演进。

（3）本地网：利用综合的具有大容量的宽带接入设备取代现有的用户架，以独立的接入网关接入到 IP 网络或 ATM 网络，升级软交换和应用服务器。

（4）长途网：引入集成的或独立的中继网关，旁路部分话音业务到 IP 或 ATM 网络上，利用软交换进行路由控制和业务的提供，可以减缓电路交换网络的拥塞问题。

5.9 传输多协议标签交换（T—MPLS）技术

随着信息通信技术的应用和业务 IP 化，传输网承载的业务从 TDM 为主向 IP 为主转变。多协议标签交换（MPLS）技术虽然改善了 IP 网络的部分质量，但是它不能够保证业务的延时、抖动以及动态带宽提供的 QoS 要求，在区分服务和 SLA 方面亦有所不足。

分组传送网（PTN）被认为是适合分组业务为主的下一代分组传送平台。PTN 作为一个面向分组并支持传送平台基础特性的网络解决方案，不仅要实现基于分组的节点交换、灵活的广播/组播，灵活的 QoS 控制、GE/10GE 的线路接口，而且要能够实现端到端的通道管理、端到端的 OAM 操作维护、传输线路的保护倒换、网络平台的同步和定时。兼容性也是 PTN 所具备的基本特性之一，需要 PTN 对 TDM/ATM/IP 业务、NG SDH 实现兼容，对业务、网络特性、管理维护方面实现兼容。PTN 的实现方案可分为两大主流技术：T—MPLS/ MPLS—TP 和 PBB—TE/PBB。

传输多协议标签交换（T—MPLS）技术在基于传统 IP 机制的传送技术基础上发展而来，采用了面向连接组网方式，并结合了传送网络丰富功能，支持与 IP/MPLS 层面高度的技术协同配合及操作的电信级以太网技术，能够满足电信级分组传送网在多业务支持、可扩展性、可靠性、服务质量以及电信级网络管理等各方面的需求。T—MPLS 是一种面向分组传送应用的技术，采用自动交换光网络（ASON）体系结构，符合 ITU—T 层网络体系架构，因此也采用控制平面、管理平面以及传送平面的分层结构。

T—MPLS 控制平面的主要功能包括业务接纳、信令控制、路由控制以及保护恢复等。T—MPLS 管理平面提供对传送平面、控制平面和系统整体的管理功能，负责所有平面间的协调和配合。T—MPLS 传送平面的主要功能包括客户数据、信令数据以及运维数据的适配和转发。按照业务承载的层次，T—MPLS 网络还可以分为通路层、通道层、段层和媒质层。其中，通路层表示业务的特性，比如连接的类型和拓扑类型（点到点、点到多点、多点到多点）、业务的类型等，等效于 PWE3 中的伪线层（或虚电路层）；通道层表示端到端的逻辑连接特性，等效于 MPLS 中的隧道层；段层可选，表示物理连接，比如 SDH、OTH、以太网或波长通道；物理媒质层表示传送的媒介，比如光纤、铜缆或无线等。

T—MPLS 的连接具有较长的稳定性，可具有传送网络所必备的保护倒换和 OAM 等功能特性。T—MPLS 在提供灵活的封装和适配，提供高 QoS 的多业务传送平台，具有电信级别的管理和控制功能，可以充分满足电力通信网中的需求。

T—MPLS 技术标准最初由 ITU—T 于 2005 年 5 月开始开发，2006 年 2 月 ITU—T 在日内瓦会议上首先提出了传

送 MPLS（T—MPLS）的概念。2007 年底发布和制定了 T—MPLS 框架 G.8110.1、T—MPLS 网络接口 G.8112、T—MPLS 设备功能 G.8121、T—MPLS 线性保护 G.8131 和环网保护 G.8132、T—MPLS OAM G.8114 等系列标准。2008 年 2 月，ITU—T 和 IETF 成立联合工作组（JWT）共同讨论 T—MPLS 和 MPLS 标准的融合问题，保证 T—MPLS 标准与 MPLS—TP 一致。

通用化多协议标签交换（G—MPLS）是 MPLS 的扩展和延伸，是 MPLS—TE 的扩展。G—MPLS 借助 MPLS—TE 的协议栈，扩展了对传输网络的管理。G—MPLS 将网络划分为两个层次：分组交换层（PSC）和非分组交换层（non—PSC）。G—MPLS 定义了两种扩展的 IGP 协议：OSPF—TE 和 ISIS—TE，域间运行扩展的 BGP 协议。G—MPLS 网络包含了多种交换方式：分组交换、电路交换和光交换。G—MPLS 分别为电路交换（主要是 SDH）和光交换（包括 LSC 和 FSC）设计了专用的标签格式，以满足这些业务的需求。在非分组交换的网络中，标签仅用于控制平面，而不用于用户平面。

第3章 无线通信技术

1 数字微波通信

数字微波兼有数字通信与微波通信的特点，具有容量大、安装方便、成本低等优点，在电力通信系统中具有广泛的应用，并占有重要的地位。

1.1 数字微波通信系统

1.1.1 微波与数字微波通信

微波是指频率在 300MHz～300GHz 范围内的电磁波，所谓数字微波通信是指利用微波作为载波，携带数字信息，通过电波空间，并进行再生中继的通信方式。微波通信方式通常有微波中继通信、一点对多点微波通信、卫星通信和微波散射通信等。微波波速在视距范围内（通常 40～60km）采用定向直线传播，因此对于远距离通信需要一站接着一站的进行接力，即所谓的微波中继通信。

数字微波通信起步于 20 世纪中期，到 70 年代初，出现了小容量、低频段的数字微波通信系统。1987 年，我国建成了第一条国产的 34Mbit/s、480 路数字微波电路。电力部门通信系统中存在多个频段的微波通信设备，微波通信在不便于铺设光纤的地区是主要的通信方式，并且已经朝着智能化、综合化和小型化的方向发展，微波通信的特点可以概括为如下几个方面：

（1）频带宽、通信容量大。在当今电力企业中，微波通信仍然作为系统运行的主要通信方式。

（2）抗干扰性强、线路噪声不累积。

（3）天线增益高、保密性好。

（4）方便灵活、成本较低。微波通信与其他波长长的无线通信以及电缆通信相比，能克服施工地形带来的不便，有较大的灵活性，且成本较低，施工也较快。

（5）设备便于集成化、固态化、体积小、经济、可靠。由于传输数字信号，所以设备可大量采用集成电路，且耗电少、电路功耗低，便于小型化发展。

数字通信比模拟通信占用的信道频带宽，可以考虑使用新的调制技术和频带压缩技术。

1.1.2 数字微波通信系统模型

数字微波通信系统主要由发端设备、收端设备和传输通道组成，对于远距离传输还包括中继系统。综合微波通信系统的结构，图 17.3-1 给出了数字微波通信系统的模型。

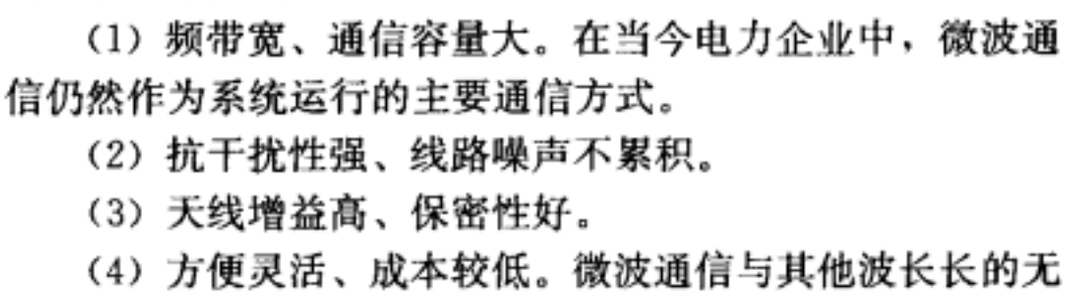


图 17.3-1 数字微波通信系统模型

信源是提供原始信号的装置，信源编码的任务是把模拟信号变换成数字信号，完成模/数变换。

信道编码是为提高数字信号传输的可靠性。

为了实现数字微波通信，需要把数字信号调制到频率较高的“载频”上去。未经调制的数字信号称为基带信号，将基带信号接送到信道进行传输的方式称为基带传输，已调制的信号进行传输称为频带传输，无线传输信道（包括电波空间）就是频带传输信道，收端的收信者称之为信宿。图中的噪声源是系统内部噪声和系统外部干扰噪声一起折合到信道中的结果，从而形成一个总的等效噪声源。

1.1.3 频率配置

在数字微波通信中，由于调制方式不同，射频已调波的带宽也不同。所以数字微波系统的频率配置还取决于波道的传输容量、调制方式、码元传输速率、波道间隔及收发频率间隔、带外泄漏功率等。对于后三项的考虑是：

（1）相邻波道间隔 Δf 波道$=xf_s$，取 $1.5<x<2$。f_s 为码元速率，x 的下限取决于滤波器的选择性和允许的码间干扰量，上限取决于射频频带的利用率。

（2）相邻收发间隔 Δf 收发$=yf_s$，取 $2<y<4$。y 的下限取决于滤波器的选择性和天线方向性，上限取决于射频频带的利用率。

（3）频段边缘的保护间隔 Δf 保护$\approx zf_s$，取 $z\approx 1$。z 的选择要考虑到和邻近频段的相互干扰因素（即考虑带外泄漏）。

1.2 天线馈线系统

数字微波中继通信线路是由终端站、主站和中间站所组成的接力通信系统。在发信端，输出的微波信号经过馈线系统输送至天线，经天线变换为无线电波发送出去。在接收端，来自空间的无线电波由天线进入馈线系统，经过馈线传送到收信机。上述收、发信系统之间的设备称为天线和馈线系统，简称天馈系统，包括天线、馈线和各种馈线元件。

1.2.1 天线

常用微波天线的基本形式有喇叭天线、抛物面天线、喇叭抛物面天线、潜望镜天线等。

对微波天线总的要求是：

（1）天线增益高，与馈线匹配良好、波道间寄生耦合小。

（2）由于微波天线都采用面式天线，所以还应使天线具有一定的抗风强度和防冰雪的措施。

微波天线的主要电气指标有：

（1）天线增益。微波通信中使用的面式天线，增益可用下式表示为

$$G=\frac{4\pi A}{\lambda^2}\eta_A \tag{17.3-1}$$

式中：A 为天线的口面面积；λ 为波长；η_A 为口面利用系数。

（2）对主瓣宽度的要求。在视距微波通信线路中，天线增益过高将使主瓣张角过小，当气象条件变化时，传播方向就要改变，大风又能引起天线摆动，这都会降低天线在通信方向的实际增益。因此，不能认为主瓣张角越小越好，一般应要求在 1°～2°左右。

（3）天线与馈线应匹配良好。在整个工作频段内，要求

天线与馈线应匹配连接，否则将造成反射，进而产生线路噪声。我国 4GHz、960 路模拟微波通信设备要求天线反射系数小于 2.4%，或驻波比小于 1.05。

（4）交叉极化去耦合。在采用双极化的微波天线中，由于天线本身结构的不均匀性及不对称性，不同极化波（即垂直极化波和水平极化波）可在天线中互相耦合，互为干扰，分别成为与之正交的主极化波的寄生波，设此寄生波功率为 P_x，则天线的交叉极化去耦度（dB）为

$$x = 10\lg \frac{P_0}{P_x} \tag{17.3-2}$$

式中：P_0 为主极化波功率；P_x 为与主极化波正交的寄生波功率。

通常要求微波天线在主瓣宽度内的 x 值不小于 30dB。

（5）天线防卫度。所谓天线防卫度是指天线在最大辐射方向上对从其他方向来的干扰电波的衰耗能力。

1.2.2　馈线

微波接收、发送设备与天线之间是用馈线来连接的，馈线是输送微波信号能量的装置，又可称其为微波传输线。在微波波段，对于传输能量的馈线的形状和尺寸需作专门设计，在微波波段的不同频段，所用馈线的形状和尺寸也各不相同。

1.3　收发信设备

微波收、发信是数字微波通信设备的重要组成部分，是用来接收、发射或者转发微波信号的设备。

1.3.1　发信设备

从目前使用的数字微波通信设备来看，分为直接调制式发信机（使用微波调相器）和变频式发信机。中小容量的数字微波（480 路以下）设备可用前一种方案。而中大容量的数字微波设备大多采用变频式发信机，这是因为这种发信机的数字基带信号调制是在中频上实现，可得到较好的调制特性和设备兼容性。这里所述的数字微波发信设备，主要是指把已调中频信号变换为微波信号的设备。它的任务是完成频谱的无畸变搬移，形成已调射频信号，并以一定功率经天馈系统向对应的接收站方向发出去，如图 17.3-2 所示。数字微波发信设备一般由功率中频放大器、发信本振源、功率上变频器和射频功率放大器等几部分组成。

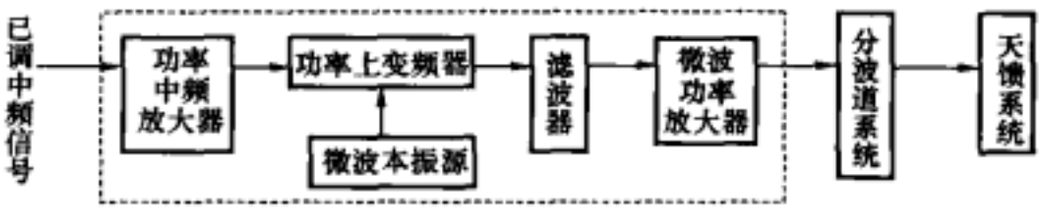


图 17.3-2　数字微波发信设备框图

由调制机或收信机送来的中颇已调信号经发信机的中频放大器放大后，送到发信混频器，经发信混频，将中频已调信号变为微波已调信号。由单向器和滤波器取出混频后的一个边带（上边带或下边带）。由功率放大器把微波已调信号放大到额定电平，经分路滤波器送往天线。微波功放及输出功放多采用场效应晶体管功率放大器。为了保证末级功放的线性工作范围，避免过大的非线性失真，常用自动电平控制电路使输出维持在一个合适的电平。

数字微波发信设备的主要技术指标有工作频段、频率稳定度、输出功率、电源效率、通频带宽度。

1.3.2　收信设备

数字微波中继通信的收信设备主要包括天线馈线系统、微波电路、中频电路和相应的滤波电路。来自空间的微波信号，由接收天线和馈线系统传输到分波道系统后，进入微波收信设备。图 17.3-3 为数字微波通信设备的组成框图，信号经过微波放大、混频、中频放大、滤波以及各种均衡电路后，变成符合一定质量要求的中频信号，再从主中放电路输出，进入解调终端。

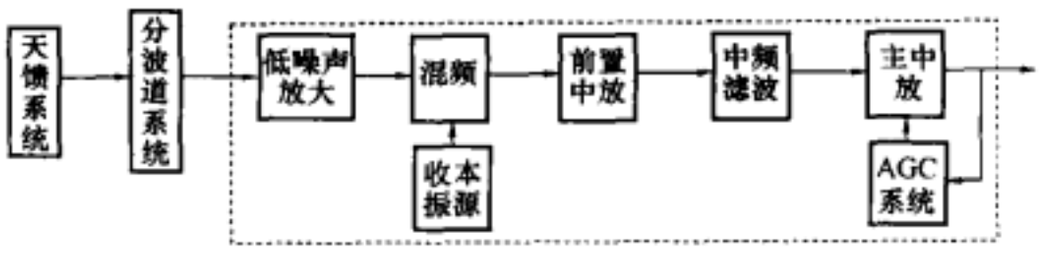


图 17.3-3　数字微波收信设备的组成框图

数字微波通信收信设备的主要指标有工作频段、噪声系数、收信本振的频率稳定度等。

1.3.3　监控系统

微波通信的传输信道（主用与备用）及设备运行情况的监视与控制简称为“监控”。ITUT 建议的有效利用率应不小于 99.7%，一般认为设备故障、电源故障、电波传播条件恶化所造成的中断时间各占 0.1%。为了达到上述指标，一条微波电路除主用波道外，还设有备用波道，一旦主用波道出现设备故障或电波空间衰落过大，就应立即倒换备用波道工作。这种对信道的切换是由良好的监测与控制系统完成的。

微波中继通信系统一般建立了集中监控系统。具有集中监控功能的有人站称为主控站，无人值守站称为被控站。主控站可借助于监控系统的遥测、遥信、遥控功能对无人值守的微波站进行集中监控。遥测是指主控站向被控站发出询问指令的过程。遥控是指被控站执行控制指令而产生相应的开关机（或电路）的动作过程。遥信是各无人值守站向主控站发送表示站上设备工作状态“正常”或“不正常”的二元信息（1、0 码）的过程。

1.4　微波系统的维护及故障处理

1.4.1　维护工作

一般来说，日常维护是对有人值班的微波站而言，每日、每个班应观察所有设备的工作状态，并填写值班记录。一般包括以下几个方面：

（1）整机和各分盘告警指示灯是否正常，工作路由是工作在组合路由，还是工作在旁通路由。

（2）基础电源电压及机架内部电源电压。

（3）机架表头监测，如发信功率、收信载频等。

（4）眼图质量。

（5）其他不正常的工作状态。

每隔一定时间，利用线路空闲或逐个波道强置人工状态工作，对各设备或系统性能进行测试，以便及时掌握其变化趋势。定期测试包括：

（1）微波振荡源频率的测试。

（2）误码率的测试，可以是全程或分段测试 34、8、2Mbit/s。

1.4.2　故障处理

（1）倒换部分故障。

1）延迟差告警在设备安装测试时，应把两个波道的延迟差用人工调整开关调至最小。

2）倒换前后一直有较大误码。当某一波道的解调器失锁时，应立即倒换至另一个波道。

（2）公务通道的故障公务。当出现公务联络及监控中断时，应当人工倒换至另一正常波道。

（3）系统的故障。

1）微波设备与 PCM 复用设备的架接口码形不适应时候，会出现系统帧失步告警。

2）当 PCM 复用设备各支路全接满后，出现误码甚至帧同步告警，应分别检查在满负荷时 PCM 复用设备输出口的抖动是否满足指标，同时应检查微波信道调制机输入口承受抖动的能力是否满足指标要求。

2 卫星通信

卫星通信是航天技术和电子技术相结合而产生的一种重要通信方式。卫星通信以空间轨道中运行的人造卫星作为中继站，地球站作为终端站，实现两个或者多个地球站之间的长距离大容量的区域性通信乃至全球通信。卫星通信是 19 世纪 60 年代迅速发展起来的。

卫星通信具有传输距离远、覆盖区域大、灵活、可靠、不受地理环境条件限制等独特优点。以覆盖面积来讲，一颗通信卫星可覆盖地球面积的三分之一以上；若在地球赤道上等距离放上三颗卫星，就可以覆盖整个地球。

目前，通信卫星的轨道必须在地球赤道平面内，通信卫星相对于地球来说呈静止状态，所以也叫静止卫星或同步卫星。

2.1 卫星通信的特点

（1）覆盖面积大，可以进行多址通信。地球站间的通信基本上不受地理条件或通信对象的限制。

（2）通信频带宽，传输容量大。目前卫星通信的传输带宽可达 500MHz，超过以往所用的其他各种通信方式。

（3）信道特性稳定。宇宙窖是接近真空状态的，卫星通信传输的电波主要在大气层以外的宇宙窖传播，因此，电波传播特性稳定。

（4）电路使用费用与通信距离无关。卫星到地球站的空间线路不需要投资，同一卫星覆盖区内的地球站之间，都通过卫星一次转发即可联通，所以卫星通信线路的使用费用与地面的通信距离无关。

（5）通信卫星必须是高可靠性和长寿命的，地球站需要有大功率发射机、低噪声接收机和高增益天线。

（6）卫星通信传输距离长，因而信号传输的时延较大。

2.2 卫星通信系统的分类

（1）按卫星制式可分为静止卫星通信系统、随机轨道卫星通信系统和低轨道卫星（移动）通信系统。

（2）按通信覆盖区域的范围划分为国际卫星通信系统、国内卫星通信系统和区域卫星通信系统。

（3）按用户性质可分为公用（商用）卫星通信系统、专用卫星通信系统和军用卫星通信系统。

（4）按业务范围可分为固定业务卫星通信系统、移动业务卫星通信系统、广播业务卫星通信系统和科学实验卫星通信系统。

（5）按基带信号体制可分为模拟制卫星通信系统和数字制卫星通信系统。

（6）按多址方式可分为频分多址（FDMA）、时分多址（TDMA）、空分多址（SDMA）和码分多址（CDMA）卫星通信系统。

2.3 卫星通信的应用

随着信息化对通信的要求及卫星通信技术的发展，除了用来解决电信网中的“干线通信”（一种典型的应用是“IDR 业务”，即中速数字业务）及远距离的电话通信，还有典型的应用是通过 VSAT（微小口径天线地球站）卫星通信系统。

由于卫星通信本身所具有的广播式传送及接入方式灵活等特点，使得它在因特网、宽带多媒体通信和卫星电视广播等方面得到了迅速发展。

（1）市场发展潜力大。由于通信、媒体、因特网及娱乐等的迅速发展，对带宽的需求增加很快，其中也包括对卫星空间容量更大的需求。卫星通信技术在解决农村及边远地区通信和扩大因特网覆盖区域等方面发挥一定的作用，具有较大的市场发展潜力。国际卫星商业委员会（ISBC）定期研究卫星通信的发展情况。

（2）使用数据包分发技术提高传输速度。卫星通信的数据包分发服务可以让内容提供商向任意的远端接收站发送数字、音频、视频及文本文件，如软件、电子文档、远程教学教材等。数据包分发服务主要利用卫星信道天然的广播优势，能够以非常低廉的价格实现广大区域内大数据量的分发。信息以组播方式推送给一组卫星通信用户，这些用户无须任何操作，只需打开计算机即可接受信息。

2.4 我国卫星通信的发展历史

1970 年 4 月 24 日，我国第一颗人造地球卫星“东方红一号”发射成功，促进了我国通信卫星的发展。我国通信卫星的研制始于 20 世纪 70 年代“331 工程”的实施。1984 年 4 月 8 日，我国成功地发射了试验通信卫星“东方红二号”，标志着我国从通信卫星研制开发转入卫星通信系统试验阶段，表明我国已全面掌握了同步轨道通信卫星的设计、制造、发射、测控及卫星通信地球站设备的生产技术能力。从 1986 年 2 月 1 日开始至 1998 年 7 月 18 日，相继成功地发射数颗实用通信卫星，分别命名为“东方红二号”、“东方红二号甲 1”、“东方红二号甲 2”、“东方红二号甲 3”、“东方红二号甲 4”、“东方红三号－1”、“东方红三号－2”、“中卫 1 号”及“鑫诺 1 号”。所有这些，为我国卫星通信的发展奠定了坚实基础。2007 年 5 月，由我国航天科技集团公司所属的中国空间技术研究院负责研制的长寿命、高可靠、大容量的通信广播卫星——尼日利亚通信卫星一号成功发射升空，实现了我国首次卫星出口零的突破，也标志着我国通信卫星事业在自主创新的道路上迈出了新的一步。

目前，中国独资或中外合资经营卫星的公司有三家：中国直播卫星公司、亚洲通信卫星有限公司、亚太通信卫星有限公司。三家公司现有 11 颗静止通信卫星在轨运行提供业务，包括中卫 1 号、鑫诺 1 号、鑫诺 3 号、中星 6 号、亚洲－1、亚洲－2、亚洲－3S、亚太－1、亚太－1A、亚太－2R、亚太 5 号，共 346 个转发器，其中 C 频段 213 个转发器，Ku 频段 133 个转发器。覆盖中国本土及其周边国家以及亚洲、太平洋和非洲等部分地区。

为了满足开展国际业务的需要，我国有关单位还租用了国外多颗通信卫星的转发器，包括国际通信卫星、泛美卫星、银河－3R 和热鸟－3 通信卫星。

2.5 卫星通信技术体制

目前，主要有三种典型的卫星通信技术体制。

（1）时分多路/码分多址（TDM/CDMA）体制。主站外向信道采用 TDM 方式，小站内向信道采用 CDMA 方式，内外向均采用扩频技术。由于扩频增益很高，大大降低了功率谱密度，减小了与地面微波及邻星之间的干扰，从而，降

低了传输要求。

TDM/CDMA 技术体制的优点是，外向信道发射一个 TDM 载波时，对卫星功率利用率最高，且抗干扰性强、隐蔽性好。内向信道采用 CDMA 多址技术，避免了碰撞问题，且对过载不敏感。缺点是频带利用率低、网络容量较小。由于具备上述特点，TDM/CDMA 技术体制得到了一定范围的应用。

（2）时分多路/单路单载波（TDM/SCPC）体制。外向信道采用 TDM 方式，可以进行一定的扩频（扰码），小站接收该 TDM 载波，同时搜索小站地址或通过选择时隙的方法，从中提取发往本站的数据信息。内向信道采用 SCPC 方式，小站只发射一个载波，技术简单、造价低廉。TDM/SCPC 技术体制在我国专用卫星通信网得到了广泛应用。

（3）时分多路/时分多址（TDM/TDMA）体制。外向信道采用 TDM 方式，内向信道采用 TDMA 方式。各站发射或接收所用的频率和时隙均可调整。相对于频分多路/频分多址（FDM/FDMA）体制，主站设备较少、功能较强、质量可靠，同时，信道利用率高、容量大、灵活性好、扩容方便，受干扰影响的可能性小。

（4）随着通信技术的进步，出现了 TDMA、FDMA 和 TDM 相组合的发展趋势。TDMA、FDMA 和 TDM 相组合的卫星通信系统，提高了系统灵活性和系统容量。特别适合于网络容量大、稀路由（每站含有少量业务）、业务类型多变、需要动态和灵活连接的专用通信网。采用这种方式的网络效率最高，但技术较复杂。

3　移动通信

移动通信系统主要有以下几种通信方式：

（1）无线电寻呼系统。这是单向传输方式的移动通信系统，由固定的发射机向移动的无线寻呼传播信息，主要适用于公众通信网。在 20 世纪 80 年代末期和 90 年代中期比较普遍，由于单向通信方式的缺陷现在已经大大减少使用。

（2）无绳电话系统。这是一种近距离的双向传输通信系统，主要适用于家庭、办公室内部使用或者在市内使用，目前使用广泛的有家用无绳电话和移动市话（小灵通）。

（3）集群移动通信系统。这是一种近距离半双工方式的移动通信系统，主要适用于企业内部的专用调度通信网。

（4）蜂窝移动通信系统。这是一种远距离全双工方式的移动通信系统，主要适用于公众通信网，它已经成为我们日常生活中的重要信息传输工具，也是最主要的移动通信方式。

移动通信系统的网络结构如图 17.3-4 所示，由移动台、基站等组成，其中：

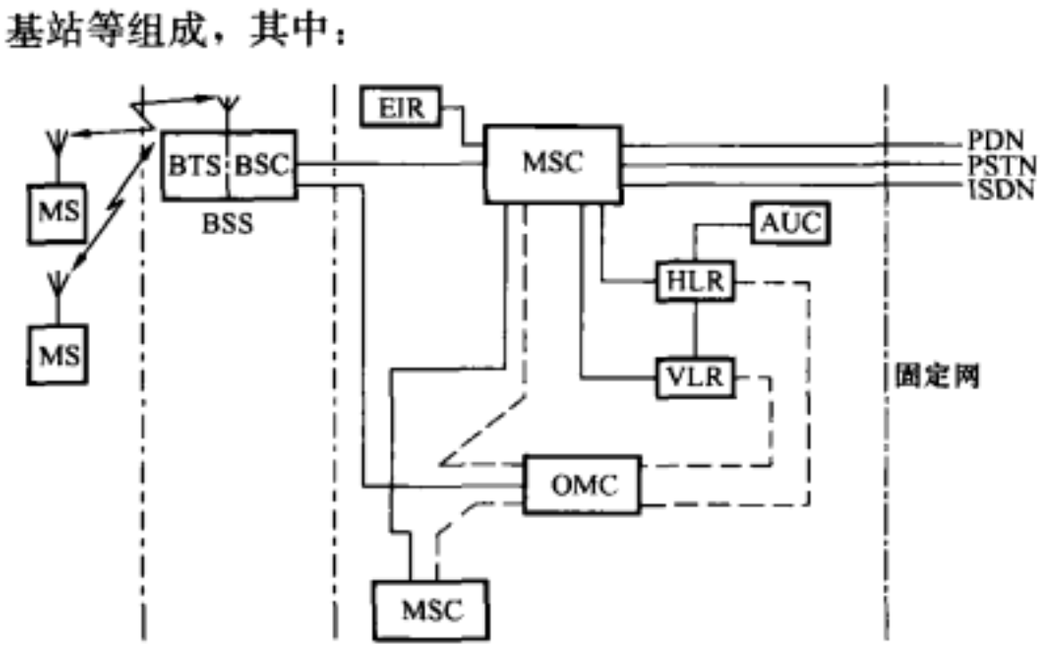


图 17.3-4　移动通信系统网络结构

（1）移动台（MS）：移动通信终端。

（2）站收发信台（BTS）：由无线收发机及多块用于无线电接口的信号处理模块组成。

（3）基站控制器（BSC）：主要任务是实现频率管理及 BTS 的控制和交换功能，主要有无线信道的安排和释放、切换的安排。它监视和控制几个基站。

（4）基站分系统（BSS）：包括基站收发信台（BTS）和基站控制器（BSC）。

（5）原籍位置寄存器（HLR）：移动用户的数据库，每一个移动网有一个 HLR。

（6）访问位置寄存器（VLR）：存储用户位置的动态数据库。包含当前 MSC 服务的移动用户的所有有关数据，通常一个移动交换（MSC）区有一个 VLR。

（7）认证中心（AUC）：认证移动用户的身份以及产生相应认证参数的功能实体。

（8）操作维护中心（OMC）：网络操作维护人员对全网进行监控和操作的功能实体。

（9）移动交换中心（MSC）：无线电系统与公共电话交换网之间的接口设备，完成所有必须的信令功能，以建立与移动台的往来呼叫。

（10）设备标志寄存器（EIR）：存储有关移动台设备参数的数据库。

3.1　移动通信技术

移动通信系统的基本技术主要包括调制解调技术、多址方式、抗干扰措施、组网技术等。

3.1.1　调制解调技术

移动通信系统的调制解调指的是基站与移动台之间空中接口的调制解调技术。移动通信信道的基本特征为带宽有限、干扰和噪声影响大、存在多径衰落。基于此，对调制解调方式存在以下要求：

（1）已调信号所占的带宽要窄。

（2）经调制解调后的输出信噪比（S/N）较大或误码率较低。

第一代移动通信系统（1G）中的调制解调主要为模拟调频（FM）或模拟调相（PM）方式。

第二代移动通信系统（2G）主要采用频移键控（FSK）或相移键控（PSK）方式。

第三代移动通信系统（3G）主要采用宽带扩频调制技术。

第四代移动通信系统（4G）可能采用正交频分复用（OFDM）技术。

3.1.2　无线电干扰及抗干扰措施

无线电干扰一般分为同频道干扰、邻频道干扰、互调干扰、阻塞干扰和近端对远端的干扰等。

（1）同频道干扰：所有落在收信机通带内的与接收信号频率相同或相近的干扰信号。基本解决措施：通过基站站址布局（保持同频复用距离）、合理的覆盖区设计及频道配置。

（2）邻频道干扰：工作在 k 频道的接收机受到工作于 $k\pm1$ 频道的信号的干扰，即邻道（$k\pm1$ 频道）信号功率落入 k 频道的接收机通带内造成的干扰称为邻频道干扰。基本解决措施：降低发射机落入相邻频道的干扰功率，即减小发射机带外辐射。

（3）互调干扰：包括发射机互调干扰和接收机互调干扰两类，在专用网和小容量网中，互调干扰比较严重。

（4）阻塞干扰：当外界存在一个离接收机工作频率较远，但能进入接收机并作用于其前端电路的强干扰信号时，

由于接收机前端电路的非线性而造成对有用信号增益降低或噪声增高，使接收机灵敏度下降的现象称为阻塞干扰。

3.1.3 组网技术

移动通信系统的组网主要是解决移动通信网的区域覆盖和信道资源分配问题。移动通信网的服务区域覆盖可分为两类：①对于小容量的移动通信系统可采用大区制方案；②大容量的移动通信系统可采用小区制方案也就是蜂窝系统。

（1）大区制。大区制方式中，由于容量较小，在一个服务区域内只有一个或几个基站（BS），基站的作用是负责移动通信的联络和控制。其特点是天线架设得高、发射机输出功率大（200W）、服务区内所有频道都不能重复、覆盖半径大约为 30～50km。该方案的优点是组成简单、投资少、见效快。但缺点是服务区内的所有频道（一个频道包含收、发一对频率）的频率都不能重复、频率利用率和通信容量都受到了限制。大区制适用于专网或用户较少的地域。

（2）小区制。小区制方案是把整个服务区域划分为若干个无线小区，每个小区分别设置一个基站，其功率为 5～20W，小区半径为 2～20km。由采用不同信道的若干小区组成区群，在区群内的频率资源不得重复使用。相同的频率在相隔一定距离的小区条件下可以重复使用。这样基站作用是负责本区移动通信的联络和控制，又可在移动业务交换中心（MSC）的统一控制下，实现小区之间移动用户通信的转接，以及移动用户与市话用户的联系。

根据区群的结构形式可分为带状网和蜂窝网。带状网主要适用于覆盖铁路、公路、河流和海岸线等。蜂窝网是小区形状为正六边形的移动通信网。

（3）位置管理和越区切换。对于蜂窝网而言，由于存在多个区群和小区，要实现成功的通信就必须进行移动台 MS 的位置管理和 MS 在不同地域的越区切换。位置管理的意义是在移动通信系统中，移动交换中心 MSC 要求每个移动台定时发送与移动台所在位置的相关信息。位置管理通常采用两层数据库：本地位置寄存器 HLR 和拜访位置寄存器 VLR。越区切换是将正在进行的移动台与基站之间的通信链路从当前基站转移到另一基站的过程。

（4）移动通信网的信令。为使移动通信网有序地工作必须采用信令，信令在通信网的不同环节（BS、MS 和 MSC）之间传输，各环节进行分析处理并通过交互作用形成一系列的操作和控制，保证用户信息有效、可靠地传输。

移动通信系统的信令分接入信令和网络信令。接入信令是用户到网络节点间的信令，在移动通信中是指移动台到基站之间的信令；网络信令是网络节点之间的信令，在移动通信中网络信令是 7 号信令（SS7）。

3.2 全球数字移动通信（GSM）系统

一般而言较低速率的数字移动通信系统可以简称“2G”。目前各国主要应用的 2G 系统有欧洲的 GSM 系统、美国的 DAMPS 系统、日本的 JDC 系统，它们大部分都采用时分多址技术（TDMA），其中应用最广泛的是欧洲的 GSM 系统。

GSM 是欧洲一个移动通信小组的简称。GSM 系统对频谱利用率高、容量大，同时可以自动漫游和自动切换，具有通信质量好、业务种类较多、易于加密、抗干扰能力强、用户设备小、成本低等优点。

GSM 系统基站发射功率为每载波 500W，移动台发射功率分为 0.8、2、5、8、20W，供用户选择。小区最大半径为 35km，最小为 500m。GSM 系统每个区群可以只包含 3 个小区。

为了保护网路，防止非法盗用，拒绝假冒合法客户的“入侵”，GSM 系统采取了鉴权方式来确认移动台的合法性。

GSM 还使用了通用分组无限技术（GPRS）、无线应用协议（WAP）和无线接口技术（蓝牙技术）等技术，增加了多媒体通信功能，如上网、聊天、传送彩色图片、发电子邮件等功能。

3.3 CDMA 数字蜂窝移动通信系统

CDMA（Code Division Multiple Access）技术早期在军用抗干扰通信研究中得到广泛应用，CDMA 系统具有容量大、通话质量好等优点，CDMA 采用了扩频技术，具有抗干扰、抗多径衰落和保密性好等特点。CDMA 系统的手机发射功率在 200mW 以下。

我国 CDMA 系统的工作频率：上行 825～835MHz；下行 870～880MHz，信道混合使用频分多址和码分多址技术。

CDMA 系统中每个区群包含 7 小区。CDMA 系统每小区可以使用相同的频率，但存在多址干扰，容量受到限制。CDMA 系统采用了多种技术如话音激活技术、扇区、功率控制等来减少多址干扰，从而提高系统容量。CDMA 系统中存在“远近效应”，所以必须采用功率控制。功率控制分为正向功率控制和反向功率控制，反向功率控制又可分为开环功率控制和闭环功率控制。

（1）正向功率控制：调整基站向移动台发射功率，即由移动台检测接收信号的强度。不断地比较信号电平和干扰电平比值（门限），超过门限移动台要求基站减少发射功率；低于门限移动台要求基站增加发射功率。

（2）开环功率控制：移动台接收并测量基站发来的信号强度，并估计正向传输的损耗，然后根据这种估计调节移动台的反向发射功率。

（3）闭环功率控制：由基站检测来自移动台的信号强度，根据检测结果形成功率调整指令，通知移动台来调整发射功率。

3.4 卫星移动通信系统

卫星移动通信系统的最大特点是利用卫星通信的多址传输方式为全球用户提供大范围、机动灵活的移动通信服务，是陆地蜂窝移动通信系统的扩张和延伸。卫星移动通信系统，按所用轨道分，可分为静止轨道（GEO）、中轨道（MEO）和低轨道（LEO）卫星移动通信系统。卫星移动通信主要采用 TDMA 和 CDMA 多址连接技术。卫星移动通信系统覆盖全球，能解决人口稀少、通信不发达地区的移动通信服务，是全球个人通信的重要组成部分。

GEO 系统技术成熟、成本相对较低，其轨道高度跨地距离约为 35 000km。通常采用 3～4 颗卫星部署在地球上空，用全球波束对全球绝大部分地区服务。其频段大多数使用4～6GHz，上行线路用 5.925～6.425GHz，下行线路用 3.7～4.2GHz，目前可提供业务的 GEO 系统有 INMARSAT 系统、北美卫星移动系统 MSAT、澳大利亚卫星移动通信系统 Mobilesat 系统。

中轨道卫星移动通信的轨道高度距地约为 10 000km 左右，典型的系统是奥德赛（Odysesy）系统和中圆轨道（ICO）系统。Odysesy 系统与陆地移动网和公共网络相结合，为用户提供话音、数据和传真服务。系统采用 12 颗卫星均匀分布在三个轨道平面上，整个星座可覆盖全球。移动频段为 1600/2500MHz，地面频段为 Ka 波段，2300 通道/

卫星。地面段系由分布在全球的 7 个地面站和广域通信互联网组成。系统采用中轨设计方案，卫星可视仰角高，可保证通信链路不受高山、建筑、树木等阻挡而中断。

低轨道（LEO）卫星移动通信系统具有传输时延短、路径损耗小、易实现全球覆盖及避开了静止轨道的拥挤等优点，目前典型的系统有 Iridium、Globalstar、Teldest 等系统。

卫星通信是洲际以及远距离的重要通信方式，在陆、海、空领域的车、船、飞机移动通信中也占有市场。中低轨道卫星距离地面只有几百公里或几千公里，它在地球上空快速绕地球转动，因此叫做非同步地球卫星，或称移动通信卫星，这种卫星系统主要是以个人手机通信为目标而设计的。如“依星”系统、“全球星”系统等。移动通信卫星形成的覆盖站区在地球表面上是迅速移动的，因此对用户的手机来说，有“过区切换”的问题。

3.5　第三代数字移动通信系统

第三代移动通信系统（IMT—2000），是解决第一、二代移动通信系统主要弊端的先进的移动通信系统，其目标是解决在移动通信系统中实现个人终端用户能够在全球范围内的任何时间、任何地点，与任何人，用任意方式、高质量地完成任何信息之间的移动通信与传输。IMT—2000 标准的频谱段确定在 2GHz 左右的频段。

第三代移动通信系统主要有中国的 TD—SCDMA、美国的 CDMA2000 和欧洲的 WCDMA 方案。它们都以宽带 CDMA 系统为主，宽带 CDMA 不仅具有 CDMA 所拥有的优点，而且运行带宽、抗干扰能力、传递信号功能等方面都优于原有系统，能实现无线系统大容量和高密度地覆盖漫游。第三代移动通信所采用的宽带 CDMA 技术能够满足现代用户的多种需要，满足大容量的多媒体信息传送，具有更大的灵活性。

3.5.1　第三代移动通信系统的主要特点

IMT—2000 的主要技术方案是宽带 CDMA，并同时兼顾了在第二代数字式移动通信系统中应用广泛的 GSM 与窄带 CDMA 系统的兼容问题。其主要特点是：

（1）具有可变的高速数据率。宽带 CDMA 同时支持无线接口的高低数据比特率、全移动的 384kbit/s 数据率和本地通的 2Mbit/s 数据率。

（2）可同时提供高速电路交换和分组交换业务。支持多种同步业务。

3.5.2　第三代移动通信标准中的主要技术参数

WCDMA 系统采用直接序列 CDMA 多址、频分双工方式。其码片速率为 3.84Mchip/s。每个载波占用带宽小于 5MHz。

TD—SCDMA 系统采用直接序列 TDMA/CDMA 多址、时分双工方式。其码片速率为 1.28Mchip/s。每个载波占用带宽小于 1.6MHz。

CDMA2000 是窄带 CDMA 方式 IS—95 标准向第三代演进的技术体制方案，信道基本带宽为 1.25MHz×N，室内最高数据速率为 2Mbit/s 以上，步行环境时为 384kbit/s、车载环境时为 144kbit/s 以上。

3.5.3　第三代移动通信系统中的关键技术

（1）智能天线技术。智能天线技术结合了自适应天线技术的优点，利用天线阵列的波束汇成和指向，产生多个独立的波束，可以自适应地调整其方向图以跟踪信号的变化，同时可对干扰方向调零以减少甚至抵消干扰信号，增加系统的容量和频谱效率。

（2）WAP 技术（无线应用协议）。WAP 已经成为数字移动电话和其他无线终端上无线信息和电话服务的实际世界标准。WAP 可提供相关服务和信息，提供其他用户进行连接时的安全、迅速、灵敏和在线的交互方式。WAP 驻留在因特网上的 TCP/IP 环境和蜂窝传输环境之间，但是独立于所使用的传输机制，可用于通过移动电话或其他无线终端来访问和显示多种形式的无线信息。

（3）快速无线 IP 技术。该技术将是未来移动通信发展的重点，宽频带多媒体业务是今后用户的基本要求。

（4）软件无线电技术。在不同工作频率、不同调制方式、不同多址方式等多种标准共存的第三代移动通信系统中，软件无线电技术是一种最有希望解决这些问题的技术之一。软件无线电技术可将模拟信号的数字化过程尽可能地接近天线，即将 AD 转换器尽量靠近 RF 射频前端，利用 DSP 的强大处理能力和软件的灵活性实现信道分离、调制解调、信道编码译码等工作，从而可为第二代移动通信系统向第三代移动通信系统的平滑过渡提供一个良好的无缝解决方案。

（5）多用户检测技术。在 CDMA 系统中，由于码间不正交，会引起多址干扰（MAI），而多址干扰将会限制系统容量，为了消除多址干扰影响，技术人员提出了利用其他用户的已知信息去消除多址干扰的多用户检测技术。

随着数字信号处理技术和微电子技术的发展，还会有更多的新技术在第三代移动通信系统中得到广泛的应用。

3.6　LTE 技术

长期演进（Long Term Evolution，LTE）是由 GSM、WCDMA 技术路线演进而来，由 3GPP 组织启动研发。LTE 采用 OFDM/OFDMA 作为物理层的核心技术，主要性能目标包括：在 20MHz 频谱带宽提供下行 100Mbit/s、上行 50Mbit/s 的峰值速率；改善小区边缘用户的性能；提高小区容量；降低系统延迟，用户平面内部单向传输时延低于 5ms，控制平面从睡眠状态到激活状态的过渡时间低于 50ms，从驻留状态到激活状态的过渡时间小于 100ms；支持 100km 半径的小区覆盖；能够为 350km/h 高速移动用户提供大于 100kbit/s 的接入服务；支持成对或非成对频谱，并可灵活配置 1.25～20MHz 多种带宽。LTE 采用中央数据包（Packet—Central）的链路层改进方案。该方案包含 RLC 和 HARQ 协议。RLC 协议位于 HRAQ 协议层之上，用以处理拥塞损耗。HARQ 用以保证无线资源的高效传输。

第 4 章 电力载波通信技术

电力线载波（Power Line Carrier，PLC）通信是利用高压电力线（通常指 35kV 及以上电压等级）、中压电力线（通常指 6kV 或 10kV 电压等级）或低压配电线（380/220V）作为信息传输媒介进行语音或数据传输的一种特殊通信方式。近年来，高压电力线载波技术从模拟时代逐步进入数字化时代。随着数字信号处理技术及 OFDM 调制技术的发展，中低压电力载波通信技术得到越来越广泛的应用。

1 载波通信原理

1.1 电网结构与电力线信道

根据电压等级的高低，在我国可将电网大体上分为低压、中压、高压电网。电压等级在 1kV 以下的电网称低压电网；1～10kV 之间的称中压电网；高于 10kV 电力网称为高压电网。

各电压等级的电网都可以用于电力载波通信。根据电压等级的不同，相应的分为低压电力线载波通信、中压电力线载波通信和高压电力线载波通信。

1.2 载波通信系统的基本组成

如图 17.4-1 所示，电力线载波通信系统一般由电力线路、结合设备、加工设备、电力线载波终端设备（如电力线载波机、电力线数据通信设备、高频保护收发信机等）组成。一般将电力线路、结合设备、加工设备称为电力线载波通道。

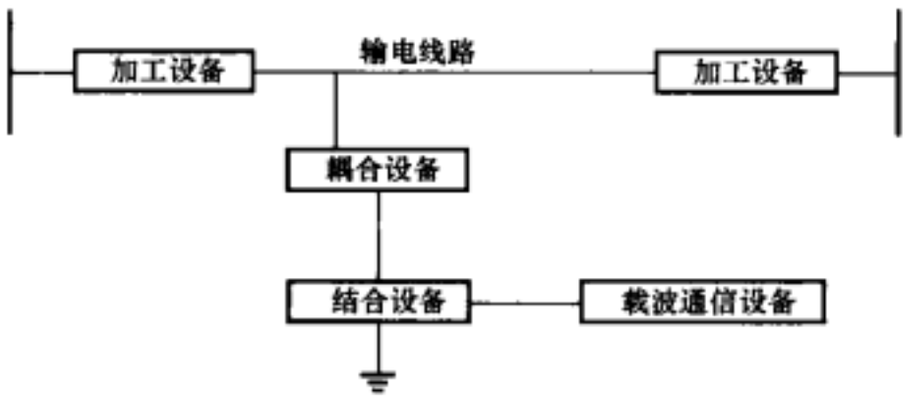


图 17.4-1 载波通信系统组成示意图

高压电力线载波通信一般采用点对点通信方式，其加工设备是线路阻波器，安装在输电线路两端，主要由强流线圈和谐振电路组成，强流线圈保证高压电力电流传输到变电站，而强流线圈、谐振电路以及变电设备对地电容共同组成带阻滤波器阻止载波信号进入变电站。结合设备是高压耦合电容器和结合滤波器，它们共同组成带通滤波器为载波信号提供通道而阻止工频信号进入载波机。

中低压电力线载波通信一般为点对多点通信方式，系统由耦合设备及载波通信终端设备组成，一般不加装阻波器。系统主要由主设备、中继设备（可选）、从设备三种设备组成。

1.3 电力线载波技术的发展

电力线载波通信技术的发展经历了从模拟到数字的发展过程。我国自行研制的第一代载波机的主要机型是 ZDD—5、ZDD—12、ZJ—5、ZBD—3。20 世纪 80 年代中期，电力线载波技术开始了单片机和集成化的革命，产生了小型化、多功能的载波机。也形成了第二代载波机，第二代载波机主要的技术进步为单片机自动盘代替了三极管或布线逻辑的自动盘；集成电路的调制器、压扩器、滤波器和 AGC 放大器等关键部件采用了数字电路；在功放电路中采用了 CMOS、VMOS 等高频大功率管。90 年代，载波机音频至中频部分的信号处理使用数字信号处理（DSP）器件来完成，实现了软件调制、滤波、限幅和自动增益控制。这类载波机通常称为数字化电力线载波机，也被认为是第三代载波机。

电力线载波在 380/220V 低压配电网上的应用是在 90 年代后期开始的，我国也适时开展了低压配电网载波应用技术的研究，随着技术的进步，低压配电网高速载波得到了大量应用，目前主要用于家庭联网，在接入网中也有一定规模的试点应用。

1.4 调制技术

目前电力载波通信使用的调制方式主要有 SSB 调制、FSK 调制、PSK 调制、工频调制、扩频调制、OFDM 调制等调制技术。

高压载波使用的主要调制方式为 FSK、QAM 及 SSB 调制。

中压载波使用的主要调制方式有 PSK、FSK、扩频、OFDM 调制。

低压载波使用的主要调制方式有 PSK、FSK、超窄带、扩频、工频过零、OFDM 调制。

2 高压载波技术

2.1 信道计算、设计及频率规划

电力线载波通道计算、设计和频率规划必须综合考虑电话、远动、高频保护和安全自动装置等通道的要求，统筹考虑原有通道和新设计通道所使用的频率，确保各通道之间的相互串扰不超过规定值，当通道之间的相互串扰不能满足要求时，可按局部服从全网、低电压服从高电压的原则进行调整。

2.1.1 信道总衰减计算

（1）110kV 及 220kV 线路上的载波通道总衰减计算公式为

$$A_{tot} = kl\sqrt{f} + 7.0N_1 + 3.5N_2 + 0.9N_3 + A_{cab} + A_{ter} \tag{17.4-1}$$

式中：A_{tot} 为电力线载波通道总衰减，dB；k 为与线路有关的衰减系数，110kV 输电线路取 8.7×10^{-3}，220kV 输电线路取 6.5×10^{-3}；l 为输电线路长度，km；f 为工作频率，kHz；N_1 为通道中高频桥路数；N_2 为通道中中间载波机与无阻波器分支线数之和；N_3 为通道两端并联载波机与有阻波器分支线数之和；A_{cab} 为高频电缆的衰减，等于电缆每千米衰减值（dB/km）与其长度（km）的乘积（如电缆不长，此衰减可忽略不计），dB；A_{ter} 为终端衰减，取为 5.7dB，其

中发送终端衰减为 3.5dB，接收端因结合设备使信号和噪声同时衰减，不影响信噪比，所以不计结合设备的衰减 1.3dB。

（2）330kV 及以上电压等级输电线路的载波通道总衰减计算公式为

$$A_{tot} = A + A_{OH} \tag{17.4-2}$$

式中：A_{tot}为通道总衰减，dB；A 为线路衰减，dB；A_{OH}为耦合衰减，dB。

线路衰减 A 按下式计算：

$$A = \alpha_l l + lA_c + A_{add} \tag{17.4-3}$$

式中：α_l 为最低损失模式的衰减常数，dB/km；l 为输电线路长度，km；A_c 为模式转换损失，即全部模式的总输入功率电平与最低损失模式以外的其他模式的输入功率电平的差值，dB。A_{add}为由于耦合电路、换位等不连续性引起的附加损失，dB。

衰减常数 α_l 的值按下式计算

$$\alpha_l = 7 \times 10^{-2} \left[\frac{\sqrt{f}}{d_c \sqrt{n}} + 10^{-3} f \right] \tag{17.4-4}$$

式中：f 为载波通道工作频率，kHz；d_c 为分裂子导线直径，mm；n 为每相分裂子导线根数。

以上式为基础求出的曲线，可用查曲线方法代替计算。

耦合衰减 A_{OH}可按下式计算：

$$A_{OH} = A_{ZB} + A_{JL} + A_{BJ} \tag{17.4-5}$$

式中：A_{ZB}为由两端阻波器引起的分流损失，其最大值不超过 5.2dB；A_{JL}为由发送端结合滤波器引起的工作衰减，最大值不超过 1.3dB（接收端因结合滤波器使信号和噪声同时衰减，不影响信噪比，故不计）；A_{BJ}为由并联载波机或高频保护收发信机引起的分流损失，其值与式（17.4-1）中的 $0.9N_3$ 相同。

需要注意的是，当现有运行的电力线载波通道有可靠的实测数据时，应利用实测值。

2.1.2　载波通道及频率规划

（1）GB/T 14430—1993《单边带电力线载波系统设计导则》中规定通道储备电平见表 17.4-1。

表 17.4-1　　通道储备电平

通道性质	通道储备电平（dB）
一般通道	4
重要通道	6～9
结冰或严重污染地区的通道	9～13

（2）对专用电力线载波收发信机的高频保护通道的正常条件下接收机最低入口功率电平的确定，系根据 DL/T 524—2002《继电保护专用电力线载波收发信机技术条件》规定：收信灵敏起动电平为＋4dBm，另外考虑继电保护可靠吸动的储备电平 2dB 和通道储备电平 9dB，故 220、330kV 线路定为 15～16dB，500kV 可靠性要求更高，故定为 17～18dB。

对复用、交替利用电力线载波传送保护信号的高频保护通道，GB/T 15149—1994《电力系统窄带命令式远方保护设备技术要求及试验方法》中建议的性能参数建议值见表 17.4-2。对具体产品在不同的信噪比、不同的实际传输时间测量安全性、可信赖性值作出特性曲线。在该标准中还明确标称收信电平值在具体产品标准中规定。

表 17.4-2　　各种远方保护方式性能参数建议值

远方保护方式	最大实际传输时间（ms）		通道质量		噪声持续时间（ms）	安全性		可信赖性
			模拟	数字				
	模拟	数字	S/N(dB)	BER		模拟	数字	
闭锁式	15	10	6	10^{-6}	连续噪声			$<10^{-3}$
	15	10	最差 S/N 或 BER		200	$<10^{-3}$	$<10^{-4}$	
允许式欠范围	20	10	6	10^{-6}	连续或脉冲噪声			$<10^{-2}$
	20	10	最差 S/N 或 BER		200	$<10^{-4}$	$<10^{-7}$	
允许式超范围	20	10	6	$<10^{-6}$	连续或脉冲噪声			$<10^{-3}$
	20	10	最差 S/N 或 BER		200	$<10^{-3}$	$<10^{-7}$	
远方跳闸式	40	10	6	$<10^{-6}$	连续或脉冲噪声			$<10^{-3}$
	40	10	最差 S/N 或 BER		200	$<10^{-6}$	$<10^{-8}$	

载波通道一个方向上的线路传输基本载波频带宽度为 4kHz（或 0.5kHz）时，载波频带两边缘频率间的间隔应是 4kHz（或 2.5kHz）的整数倍。

电力线载波通信系统的频率规划应考虑充分利用频率资源，按照各系统的实际需要，应采取频率分区隔离措施，以重复使用相同的频率。

2.2　阻波器

高压电力载波高频信号经结合滤波器、耦合电容器进入电力线后分两条通路：一条是经电力线路传送给对端；另一条是流入本端变电站内。流入变电站内，相当于在高频传输回路中并联了一个对地阻抗，分流部分载波高频信号，为了减小分流的影响，一般在电力线上串接一个线路阻波器。

根据阻塞频带或调谐电路的不同，线路阻波器可分为单频阻波器、双频阻波器、带通滤波器式宽带阻波器、高通式宽带阻波器和无调谐阻波器。

2.3　结合滤波器

载波机不能直接与耦合电容器连接，这是因为耦合电容器下端开路时有很高的工频电压，因此，常串接一个结合滤波器，工频电流经结合滤波器的排流线圈或变量器的线路侧线圈入地。由于电感线圈的感抗与频率成正比，所以，工频电流流过电感线圈时，线圈两端电压很小，通过变量器的隔离，工频电流不会进入载波机。结合滤波器与耦合电容器组成带通式或高通式滤波器，可使高频信号顺利通过。

2.4　高压模拟载波通信系统

采用不同调制方式的高压模拟电力载波机，其原理方框图不同，调幅制单边带电力载波机的原理方框图如图 17.4-2 所示。

单边带调制的通信设备，第一要能很好地滤去相邻的无

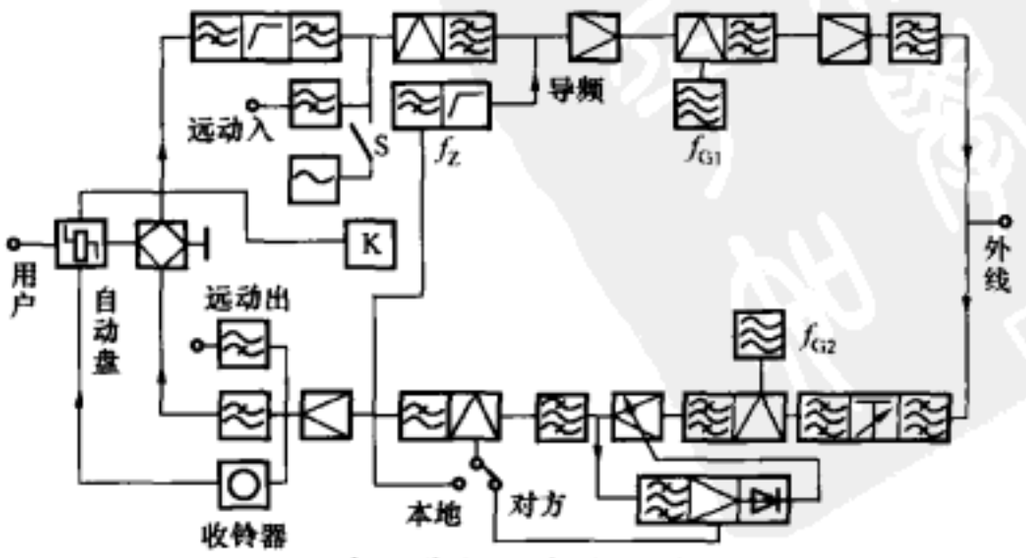


图 17.4-2　单边带电力载波机的原理方框图

用频率成分和无用边带，因此在载波机的原理方框图中，中频调制、高频调制及其收信解调部分都设有带通滤波器；第二是在接收端要求高度准确地重复设置载频，在收信支路中中频解调部分所用的中频载频采用对方的导频，以消除发信与收信双端载频频率偏差对通信质量造成的影响。另外，在模拟电力载波机中，为了实现自动电平调节和自动交换，引入了导频信号和呼叫信号。最后，为了同时传送远动信号，还必须考虑远动复用问题。

2.5 高压数字载波通信系统

高压全数字电力线载波机从低频到高频全部采用数字技术，采用数字编解码技术，并利用数字调制方式将多路输入信号经数字处理复用后变换到线路频带进行传输。在实用中多使用 OQPSK（改进型交错四相相移键控调制）数字调制方式，典型的全数字电力线载波系统如图 17.4-3 所示。图 17.4-3（a）所示为一台全数字电力线载波机的 OQPSK 数学模型原理框图，接收电路方框图如图 17.4-3（b）所示。

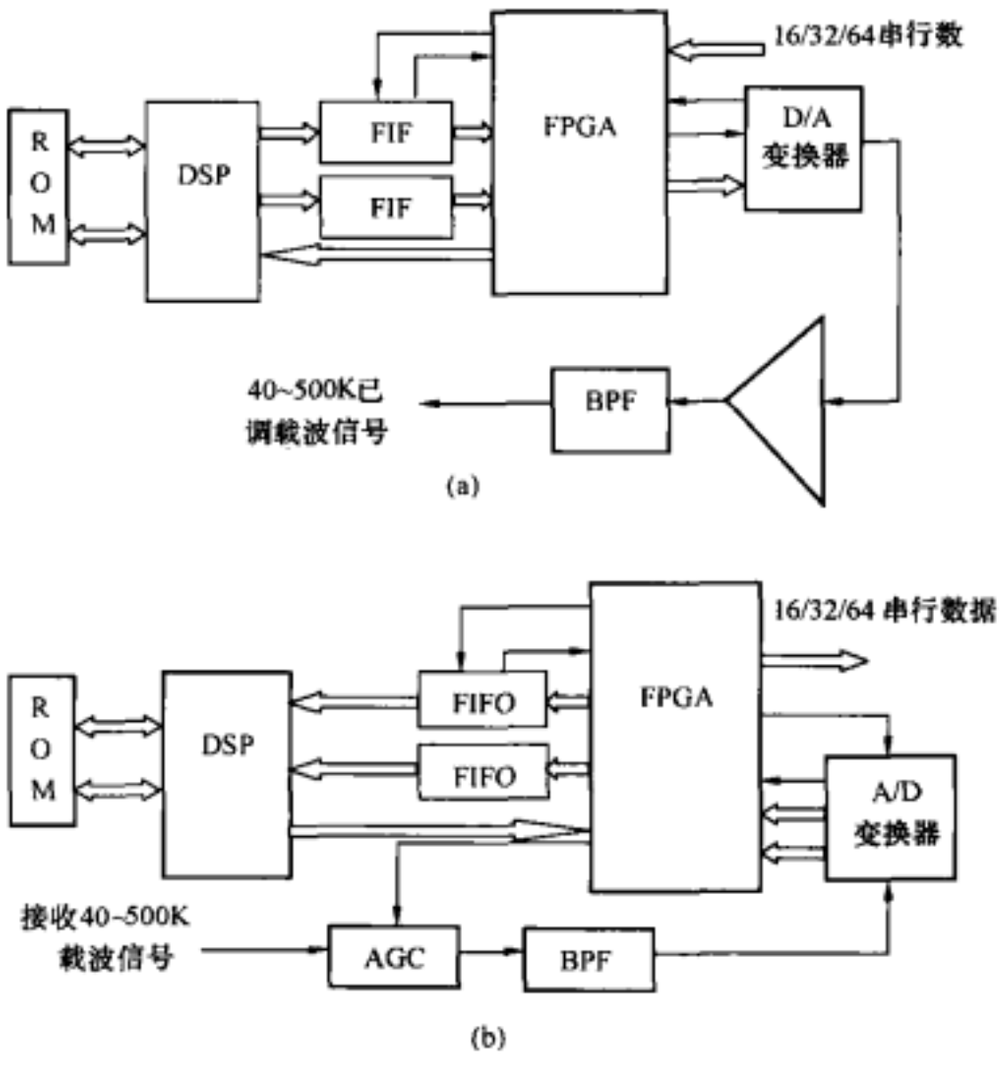


图 17.4-3 典型全数字电力线载波系统
（a）调制原理框图；（b）接收电路方框图

数字载波机采用了多种数字技术，如 DSP、高速调制解调器（MQAM+TCM）、语音压缩、多路数据复接、回波抵消、EPLD 以及大量采用表面贴装器件和软件无线电技术等。

在每一传输方向上，高频通道占据 8kHz 的带宽，由于使用内嵌式回波抵消器，发送和接收频带能够同频，这意味着通信占用的总带宽为 8kHz，与传统的单路载波机所占用的带宽相同。但传输的话音或数据最多却可达 9 路。

数字载波机的所有运行参数，如发送和接收中心频率，传输电平和运行模式全部可通过本地和远方的个人计算机（PC）进行编程。通过 PC 机的 RS—232C 接口与载波机 RS—232C 相连，调用相关的参数来查询本端和远端的告警和事件。这些先进技术的应用，使电力线载波通信的技术水平发生了质的飞跃。全数字电力线载波机在 4kHz 带宽内，同时传输 6 路语音和数据信号，总速率达 33.6kbit/s，并具有完善的网管功能，一台电脑可控制管理 256 台全数字载波机。

2.6 载波通信系统监控及管理技术

电力线载波通信设备是电力系统中特有的一种通信设备，目前电力系统中仍有很多重要的业务通过电力线载波通道进行传输。载波通信监控系统的数据采集部分通常由信号采集与变送模块、通信模块及监控系统前置机组成。信号采集与变送模块主要负责采集载波机的各种状态参量，监测的状态量包括导频发送电平、导频接收电平（高频或中频）、铃频接收电平、远方保护监护信号接收电平、导频接收告警、铃频接收告警、远方保护发送。

3 中压配电载波技术

3.1 中压配电网高频信号传播特性

中压配电线路一般具有较多的分支，并且线路上接有变压器、高压电机、无功补偿电容等高压设备。由于成本、施工等因素，在使用中压载波时一般不加装线路阻波器。所有这些都会影响高频信号在中压配电线路的传输，中压配电线路高频信号传输的主要特点如下：

（1）架空线路阻抗一般为 300Ω 左右，电缆线路阻抗一般为几十欧姆，接近变电站时阻抗很低。

（2）信道特性随频率、时间、位置不断变化。

（3）由于线路分支、负荷变化等因素影响，信道呈频率选择性衰落且线路衰减较大，频率越高，线路衰减越大。

（4）线路脉冲噪声、窄带噪声、背景噪声、广播干扰等影响高频信号传输。

（5）低频段（一般为 10～150kHz 频率）线路噪声较大，高频段（一般为 1.6MHz 以上）线路噪声较小，高频段的部分频点可能有较强的广播干扰。

（6）载波信号功率（特别是高速载波）必须加以控制，否则可能带来电磁干扰。

3.2 调制与纠错编码技术

传统 FSK、PSK 窄带单载波调制易受各种脉冲干扰、谐波干扰、无线电干扰等影响，同时由于配电网的电网波动较大、分支众多，加装阻波装置在实际应用中不允许，因此多径干扰严重、衰减大，传输可靠性不高。多载波 FSK、PSK 窄带调制可在一定程度上提高传输可靠性。

扩频载波调制对噪声干扰有较强的抑制作用，但其对信道的平坦性要求较高，而中压电力线信道是个变化的频率选择性信道，如果扩频处理增益较低并且没有时域均衡，扩频调制电力载波不会有理想的效果。

采用 OFDM 调制的载波通信对信道噪声、频率选择性衰落具有较好的适应性，传输可靠性较高。

工频过零调制载波通信技术利用工频过零点进行数据传输，传输距离远，实现简单，在电压或电流波形不发生连续畸变的情况下传输比较可靠，但其速率过低，而且在中低压线路需要注入大的调制电流，对系统造成的扰动较大。

超窄带调制跟工频调制类似，其对系统扰动比工频调制小，但传输速率很低。

在低速电力载波通信中一般采用 CRC 编码来实现检错，采用请求重发来提高传输可靠性。在高速配电载波中大多采用 RS 级联编码及 Turbo 编码来实现纠检错，并且采用请求重发等多种方法来提高传输可靠性。

3.3 耦合技术

中压耦合设备的主要功能是尽可能低衰减地将高频信号传送到中压线路上和将中压工频电压与载波通信设备安全隔离。根据实现原理的不同，中压耦合有容性耦合及感性耦合

两种方式。

3.3.1　容性耦合

中压载波通信较少采用相相耦合，一般采用相地耦合。容性耦合的原理跟高压载波耦合相同。相地容性耦合的原理图如图 17.4-4 所示。高压耦合电容提供高频载波信号通道，并将高压工频电压与通信弱电设备隔离，结合设备由耦合线圈和电容组成，通过耦合线圈的磁路耦合回路将强电压与弱电设备安全隔离开来。相地容性耦合方式适用于中压架空线路及中压电缆线路的高低速电力载波通信。在中压架空线路低速载波通信中高压耦合电容一般取 4700pF，在中压高速载波通信中可取较小值（1000pF 左右）。

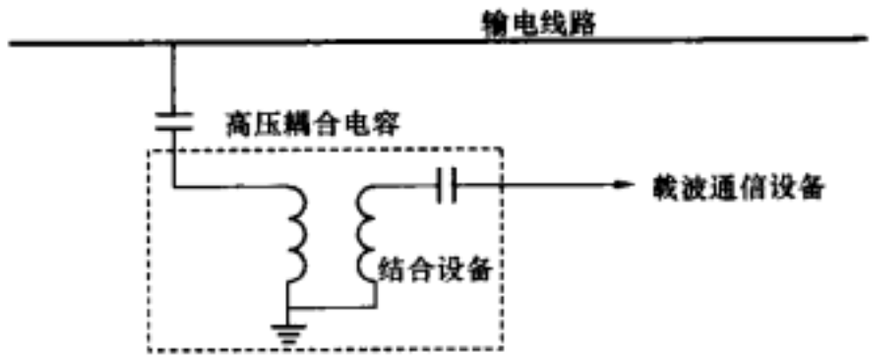


图 17.4-4　容性耦合原理图

3.3.2　感性耦合

感性耦合采用变压器原理将高频载波信号耦合到中压配电线路的屏蔽层或中压配电线路载流导体。根据高频载波信号的频率、使用于电缆线路或架空线路中压配电载波感性耦合主要有以下几种应用模式。

（1）中压电缆线路屏蔽层感性耦合。图 17.4-5 及图 17.4-6 所示的感性耦合方式利用中压电缆屏蔽层或铠装层作为载波通道，可以不用考虑高耐压及绝缘问题。在该种中压载波应用中高频载波信号通过耦合变压器或耦合磁环收发，耦合变压器或磁环的选取根据屏蔽层或铠装层上的工频电流值、载波频率、抗冲击电流值来选取。在实际应用中一般不要把电缆的屏蔽层或铠装层直接接地，可以通过电感接地。当电缆有分段时需要通过耦合变压器或直接连接电缆屏蔽层或铠装层来实现跨接，以便延长通信距离。上述耦合方式可用于中压电缆线路低速及高速载波通信。

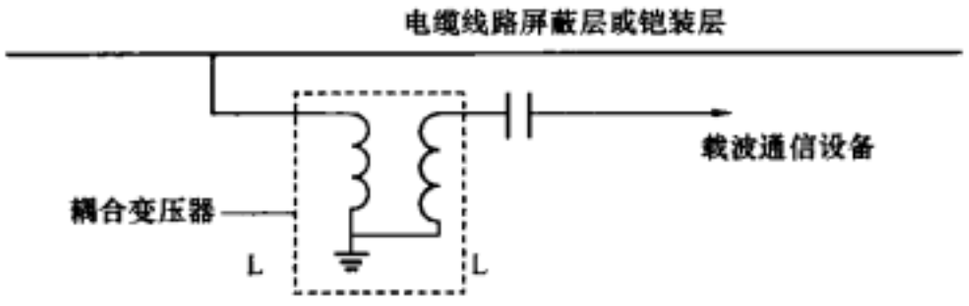


图 17.4-5　中压电缆线路屏蔽层
低速载波感性耦合原理图

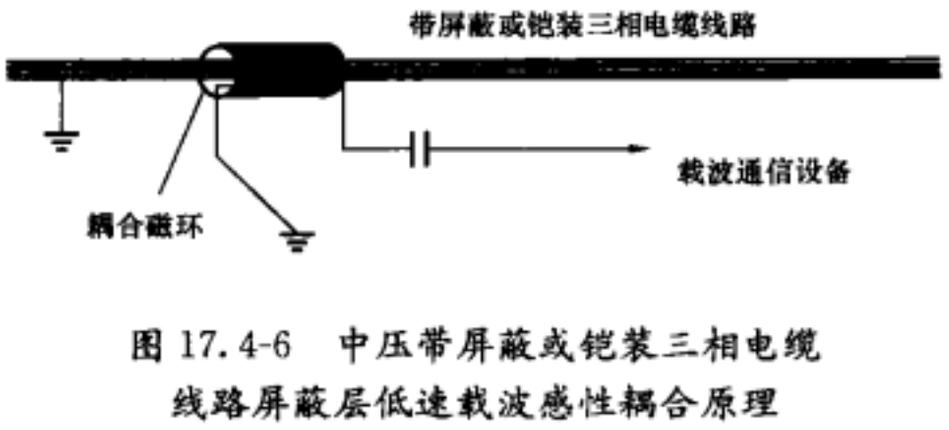


图 17.4-6　中压带屏蔽或铠装三相电缆
线路屏蔽层低速载波感性耦合原理

（2）中压电缆线路相导体感性耦合。图 17.4-7 所示的感性耦合方式利用中压电缆线路的相导体作为载波通道，可以不用考虑高耐压及绝缘问题。在该种中压载波应用中高频载波信号通过耦合磁环收发，耦合磁环的选取根据相导体额定工频电流值、载波频率、抗冲击电流值来选取。该种耦合方式主要用于中压高速载波（载波频率 1.6MHz 以上）通信。

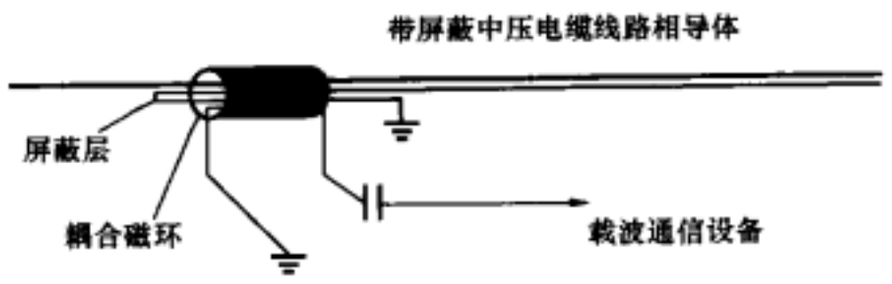


图 17.4-7　中压电缆线路相导体载
波感性耦合原理图

（3）中压架空线路感性耦合。图 17.4-8 所示的感性耦合方式利用中压架空线路的相导体作为载波通道。在该种中压载波应用中高频载波信号通过耦合磁环收发，耦合磁环的选取根据相导体额定工频电流值、载波频率、抗冲击电流值来选取。在实际应用中需要充分考虑高耐压及绝缘问题，该种耦合方式用于中压高速载波通信。

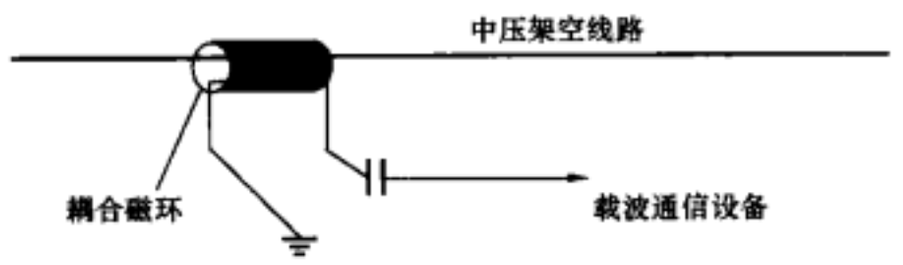


图 17.4-8　中压架空线路感性耦合原理图

3.4　中压配电低速载波数据通信系统

典型中压配电低速载波数据通信系统由多个中压载波通信设备及相应的耦合设备组成。中压配电低速载波数据通信系统为中压配电线路的多个点之间提供了一个半双工的低速信道。一般情况中压配电低速载波数据通信系统为线路上的多个点之间提供一个透明的信道，信道的访问控制由应用系统来控制。中压配电低速载波数据通信系统的典型应用方法是一个载波通信设备通过有线或无线信道接入监控中心或监控站，其他载波通信设备接应用终端。中压配电低速载波数据通信系统提供的通信接口一般为 RS—232 或 RS—485 接口。

目前中压配电低速载波数据通信系统大多采用 20～148.5kHz 载波频带；调制技术多种多样，传输速率一般为 9600bit/s 以下；传输距离为 1～15km（主要取决于线路衰减）；信号耦合方式可以使用电感耦合、电容耦合等方式。

中压配电低速载波数据通信系统可以组成线性、树型、环状等不同的网络结构，系统通信性能取决于发射功率、线路衰减、调制方法、信号检测方法等因素。

3.5　中压配电高速载波数据通信系统

中压配电高速载波数据通信系统利用 10kV 中压电力线作为传输介质，实现信息在两个中压配电高速载波设备之间的高速传输。

中压配电高速载波数据通信系统由中压载波通信设备和中压耦合器组成。中压载波通信设备根据功能不同可分为局端设备、用户端设备以及中继设备。

局端设备作为一个网关在载波数据通信网络和其他网络（如以太网、ATM 等）之间转发数据包，它是载波数据通信网络的控制者和管理者。此外，如果内置网管功能，局端设备可以使用 SNMP 管理载波数据通信网络中的设备。

用户端设备包含电力线接口、以太网接口或者 USB 接口。它在电力线接口和以太网/USB 接口之间转发数据。如果内置了操作系统，它还可以实现其他功能，如路由、VPN、NAT、DHCP 以及防火墙等功能。

中继设备实现载波信号再生和转接，用以解决高频信号衰减和远距离传输问题。

通信在局端设备和用户端设备间完成，从局端到用户端是下行传输，从用户端到局端是上行传输。

中压载波高速数据通信系统一般基于点对点的主/从系统结构，在某些中压电力线路，也可以使用点对多点系统。图 17.4-9 显示的是一个典型的中压载波高速数据通信系统示意图。

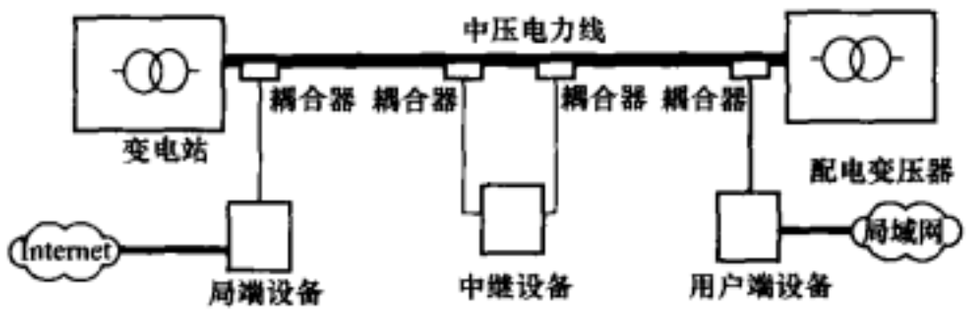


图 17.4-9 中压载波高速数据通信系统示意图

4 低压载波通信技术

低压载波通信技术在中国已有多年的应用，利用低压载波技术实现的自动抄表用户已有数百万用户。目前的远程自动抄表系统属于低速数据传输系统，使用的频率一般在 450kHz 以下。由于电力线载波通信技术的发展，以及业务应用对带宽需求的增强，利用低压电力线实现高速数据通信发展也很快。近几年，国内外对低压电力线的高速数据传输技术进行了大量研究，在理论和应用上都取得一定成果。

4.1 低压配电网高频信号传播特性

电力线是一个极其不稳定的高噪声、强衰减的传输通道，要实现可靠的载波数据通信，必须解决各种因素对数据传输的影响。

4.1.1 噪声的影响

低压配电网中的噪声可以分为以下五类：

(1) 有色背景噪声：具有相对较低的功率谱密度(psd)，而且功率谱密度随频率的变化而变化。这类噪声主要是由大量低功率的噪声源引起的。有色背景噪声的功率谱密度在数分钟甚至几小时内都可能不会有大的变化。

(2) 窄带噪声：主要是一些经过幅度调制的正弦信号。这类噪声主要是由工作在中波和短波频段的广播电台引起的。接收到的电平在一天中的各个时段有所不同。

(3) 非电网谐波的周期性脉冲噪声：对于周期性脉冲，两个脉冲之间的间隔一般在 50～200kHz 之间，呈现离散频谱特性，频谱间距为脉冲的频率。这类噪声大多是由开关电源引起的。

(4) 与工频同步的周期性脉冲噪声：这些脉冲的重复频率为 50Hz 或 100Hz，与工频同步。它们的持续时间很短(几微秒)，其功率谱密度随频率的增加而减小。这类噪声主要是由与工频同步运行的供电设备引起的。

(5) 异步脉冲噪声：它是由电网中瞬时的电气开断引起的。这些脉冲随机到达，持续时间为几微秒到几毫秒。这类噪声的功率谱密度有时比背景噪声高 50dB。

以上前三类噪声一般在几秒、几分钟甚至几小时内保持不变，都可以归结为背景噪声。第 4 类和第 5 类噪声，在几微秒或几毫秒内就会变化。在这些噪声存在期间，噪声的功率谱密度明显增高，在数据传输过程中可能引起突发性差错。

噪声对电力线数据通信的影响主要表现在对接收机信噪比的恶化，强噪声干扰将会极大地增加数据传输的误码率，甚至可以造成数据传输的中断。

4.1.2 配电网结构的影响

低压配电网的复杂拓扑结构导致多径反射，引起信号的选择性衰减和码间干扰。由于电力线信道呈现一个无法预知的多径传输和反射，致使信道特性表现为一个时变的频率选择性衰落信道，因此信道容量以及误码率特性会由于多径衰落影响而恶化。

4.1.3 电磁兼容性的影响

电力线通信系统作为一种通信手段不得不考虑电力线通信设备与周围电子设备、通信设备、空间电磁传播的相互影响。如果在使用频段内电力线通信终端发送功率过高，将使电力线成为一条发射天线，干扰其他设备的正常运行，产生电磁污染；发送功率过低又使接收端信噪比达不到要求，造成传输距离缩短。

4.1.4 线路阻抗和容性负载引起的信号衰减

当电力线上负荷很重时，线路阻抗可达 1Ω 以下。低压配电网上的许多负荷实际上扮演着吸收通信信号功率的角色。

在实际应用中，以下四种信道条件是造成接收信号电平衰减和信躁比下降的主要因素：

(1) 线路衰减。可以用发送机和接收机间电力线的衰减常数表示。它是由电力线的自然或物理特性引起的，这类衰减取决于发送机和接收机间的距离。

(2) “短路模式”衰减。当连接在电力线上的电器输入电容使线路在系统工作频段短路，衰减显著增加。

(3) 是“开路模式”衰减，它是由电线的分支引起的。当一个分支没有连接任何设备时，就成为一个开路线路，开路线路也会吸收特定频段的信号成分，被吸收的频段由开路线的长度决定。

(4) 是“异相通信模式”衰减。该衰减是由于用户接收端设备和接入系统局端设备的高频信号不是耦合到同一相引起的。

以上四种衰减中，线路衰减很难有补偿办法，对另三种衰减可以根据实际需要考虑采取必要的补偿措施改善信道质量。

总之，低压电力线载波信道的传输特性具有时变性、衰减较大（尤其是电力负载为容性时，对载波通信信号近似短路）、各种干扰噪声复杂等特点。

影响电力线数据可靠通信的主要原因是配电网对高频信号的衰减，特别是电力线分支对传输衰减影响很大。对于多层建筑物，使用 2～20MHz 频段实现从配电变压器至每个用户家庭的可靠通信几乎是不可能的，必须借助于中继器等手段加以解决。从信号衰减考虑，较低频段对于电力线通信是比较适宜的。

低压配电网中的噪声非常丰富，特别是低频段，噪声干扰非常严重。但在高频段（2MHz 以上），噪声干扰较小且比较稳定。从噪声考虑，较高频段比较适宜高速数据通信。

4.2 低速率低压载波数据通信技术

低速率低压电力线通信技术主要应用于监控领域，包括负荷控制、低速数据通信、多种自动化系统和远方自动读表等。

目前比较成熟、应用最广的是低压载波远程抄表，包括远程水、电、气表的抄收，特别是远程电能表抄收，已经形成相当规模的应用。同时，低压电力线是家庭中分布最广泛的有线网络介质，不存在重新布线的问题，因此采用电力线作为通信介质实现家庭网络和智能建筑的相关技术及产业发

展非常迅速。

为实现低压电力窄带载波可靠通信，解决复杂环境的抗干扰问题，在窄带调制手段上主要分为 FSK（频移键控）、PSK（相移键控）。在信号传输技术方面主要包括直序扩频 DSSS、线性调频 Chirp 和正交频分复用 OFDM 等技术，窄带调制手段与信号传输技术的结合实现低压窄带载波通信技术的底层传送，确保了上层的数据传输与应用。

（1）FSK。通过区分两个不同的固定频率是否存在，来识别传送信号的技术。特点是传送距离远但是抗噪声的能力差。在低压电力线这种噪声密布的恶劣通信环境中，其通信性能不稳定、不可靠。但是，由于调制和解调简单，无需复杂的锁相电路与载波同步电路，对硬件和软件的资源需求都非常小，因此采用此类技术的产品长期占据市场的主导地位，也是目前市场应用相对成熟的技术。一种采用直序扩频的 FSK 调制方式码元速率为 330bit/s。

（2）PSK。采用一个固定频率进行载波，通过解调载波相位变化的通信技术。其特点是在同等信噪比下，抗干扰能力要优于 FSK 技术。由于 PSK 的相干解调技术实现复杂，特别是实现配套的支撑应用技术如“高性能数字滤波器、数字锁相环”等设计较难，使得该技术的普及率较低，在一定程度上制约了 PSK 技术在低压电力线窄带载波通信方面的成熟应用。因此在应用效果上与 FSK 没有产生特别的优势。但随着数字信号处理技术的成熟和发展，PSK 会逐步展现出技术优势。一种采用直序扩频的 PSK 调制方式码元速率为 500bit/s 或 250bit/s。

（3）直序扩频 DSSS。直序扩频是直接利用具有高码率的扩频码序列，采用各种调制方式在发端扩展信号的频谱，而在收端用相同的扩频码序去进行解码，把扩展宽的扩频信号还原成原始的信息。它是一种数字调制方法，具体说就是将信源与一定的 PN 码（伪噪声码）进行模二加。

（4）线性调频 Chirp。载频在发射射频脉冲信号的一个周期内作线性变化。跳频：用一定码序列进行选择的多频率频移键控。也就是说，用扩频码序列去进行频移键控调制，使载波频率不断地跳变。

（5）正交频分复用 OFDM。采用一种不连续的多音调技术，将被称为子载波的不同频率中的大量信号合并成单一的信号，从而完成信号传送。由于这种技术具有突发模式的多信道传输，具有较高的传输速率、更有效的频谱利用率和较强的抗突发干扰噪声的能力；再加上前向纠错、交叉纠错、自动重发和信道编码等技术来保证信息传输的稳定可靠，因而成为受到青睐的通信方式，是电力线窄带载波通信技术未来发展的方向。采用 OFDM 方式的码元速率可达 100kbit/s。

在低压窄带载波通信中采用网络自组与重构技术，能够根据低压电力线信道质量变化，自动侦测可通信逻辑节点，动态调整路由配置，在网络链路层保持可靠连接；能够自动探测最佳中继节点，动态配置中继信息，自动识别节点投入或切除，可以实现低压配电网中点到点、点到多点的可靠通信。

4.3　低压宽带载波数据通信技术

低压宽带载波通信技术采用频率范围＞1MHz 的载波信号，主要应用于家庭联网、电力线宽带接入和自动抄表领域。利用小区低压配电网络资源建设电力线宽带接入网，不仅建设速度快、投资少、户内不用布线，而且利用遍布各个房间的墙壁电源插座，能够实现“有线移动”，是解决宽带接入人“最后一公里”问题的技术之一。低压电力线宽带行业标准有北美的 HomePlug BPL 和欧洲的 UPA。IEEE P1901 工作组正将两个标准加以统一，形成通用的国际物理层和 MAC 层规范。

随着“智能电网”和“智能抄表”技术的快速发展，低压宽带载波数据通信技术是最佳通信方式之一。

由于利用家庭已经铺设完毕的低压电力线作为通信介质，且作为通信节点接口的墙壁电源插座分布广泛，低压宽带载波数据通信可为家庭提供音视频信号的宽带连接，可为高速访问因特网、家居自动化、公用事业服务等提供高速通信手段。

（1）高速访问因特网。用户可以通过墙壁电源插座和路由器或网关连接到因特网。

（2）家庭联网。用户可以通过墙壁电源插座，实现家庭内的打印机、扫描仪、传真机、调制解调器、数字电视等设备的共享，组成家庭网络，减少各种设备间电缆连接的不便，为用户提供舒适、方便的生活和工作环境。

（3）家居自动化。可通过电力线高速数据通信网络连接住宅小区的监控设备、智能化家电及报警装置等，构成防火、防盗、防气体泄漏的保安监控系统，实现供水、供电、供气等公用系统的远方自动读表、计费，建设数字化小区。

（4）公用事业应用。低压宽带载波通信占用频带宽，数据传输速率高、数据容量大、双向全双工传输、通信可靠性高、安全性好，可以方便地将电力通信网络延伸到低压用户侧。利用电力线高速数据通信，为需求侧管理、负荷控制、远方自动抄表、实时计费等系统提供通信手段。

4.3.1　基于低压宽带载波技术的智能抄表系统组成

系统主要由后台主站、集中器、采集器及上行通信信道四部分构成，根据现场情况，还可能需要加装专用的中继器，结构如图 17.4-10 所示。

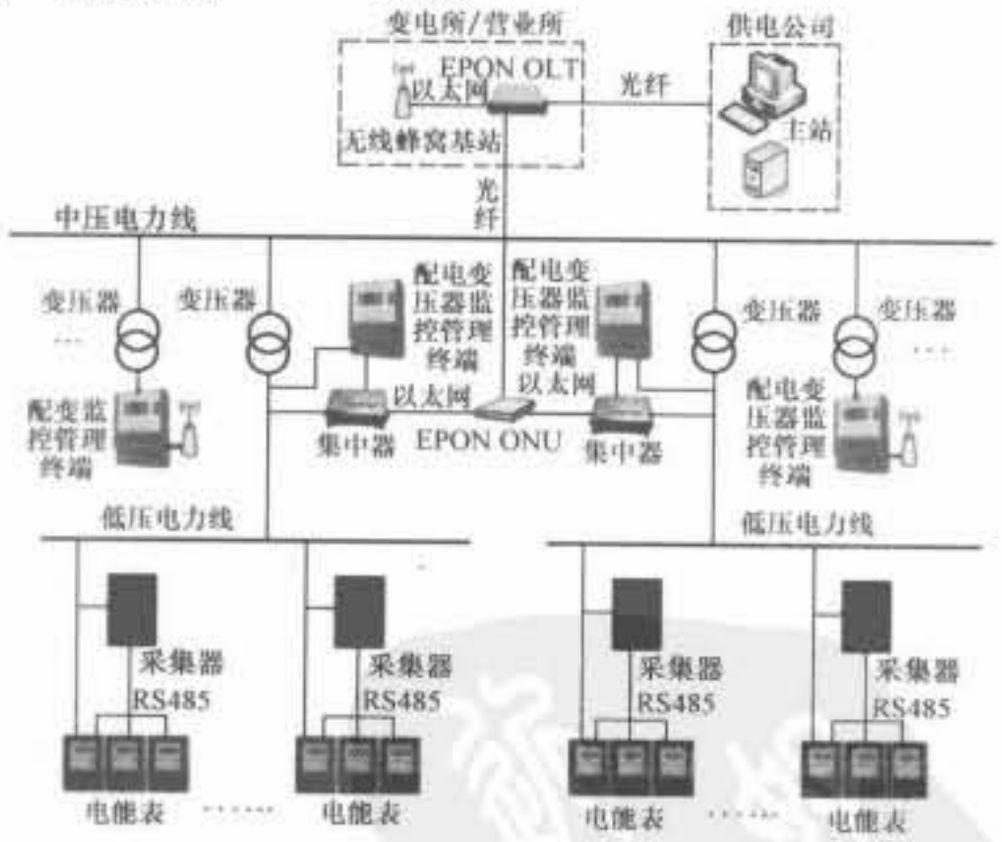


图 17.4-10　基于低压宽带载波技术的智能抄表系统组成

（1）集中器。集中器是主站和采集器或中继器之间的桥梁，负责主站和采集器之间的数据交互。一般内置数据存储功能，以备与主站之间信道中断时不丢失数据。

（2）采集器。采集器主要负责用电信息采集，并完成与电能表、集中器之间的通信，采集器也可同时作为中继器使用，在采集数据的同时实现低压宽带载波信号的远距离传输。一般内置存储功能，便于在与集中器之间的通信中断后不丢失数据。

（3）中继器。根据现场通信距离的要求和信号衰减的情况，可在集中器和采集器之间加装中继器，起到信号再生和

放大作用。大多数情况下可通过采集器实现中继路由，无需加装专用中继器。中继器仅负责数据的转发，没有存储功能。

(4) 耦合器。集中器、采集器和中继器都需要通过耦合器将宽带载波信号注入或提取自低压电力线，同时实现通信设备与低压电力线的安全隔离。低压宽带载波通信一般采用容性耦合技术。

4.3.2 基于低压宽带载波技术的智能抄表技术原理

低压宽带载波通信技术为智能抄表系统提供了稳定、可靠、高速的实时通信通道。系统所采用的 OFDM 自适应载波调制、RS 编码、可编程频谱、自动中继路由技术能够很好地适应低压配电网的信道特性，保证了可靠通信；系统在信道访问机制及通信协议设计上考虑了自动中继路由及网络重构功能，使得通信无盲区。

OFDM 技术是在低压宽带载波使用频率范围内，利用载波之间的正交性，使用几十、上百甚至上千个具有正交特性的子载波信号，实现数据的高速传输。利用 OFDM 技术可以实现数十甚至上百兆比特/秒以上的数据高速传输。目前物理层最高通信速率可达 200Mbit/s。

自适应载波调制技术能够自动地避开突发噪声和脉冲噪声的干扰，能够根据信号的衰减和接收信号的大小自动调整传输数据使用的子载波，当某个子载波受到强干扰影响致使接收信号的信噪比达不到正确接收信号的要求时，则放弃使用该子载波传输数据，达到正确传输数据的目的。为保证较高的传输速率，在设置子载波时，可以设定两个或多个不同的子载波传输相同的数据，根据信道情况自动选择某个噪声干扰比较小的载波传输的数据。对于每个子载波，出于传输更高速率，提高接收机接收灵敏度的需要，以及避让窄带噪声干扰的目的，每路发射数据应尽量占用最少的带宽，因此需要采用高效频谱利用率的调制技术，如 1024 QAM，最大频谱利用率达到 9bits/Hz。

对于电网阻抗和衰减特性变化造成的不能可靠传输问题，采取类似的方法予以解决。当某个子载波由于衰减，或耦合效率低下，在接收端接收的信号电平达不到接收要求时，可以选择一个接收信号较强、频谱特性相对平坦的子载波进行信号传输。

由于低压宽带载波通信设备要满足电磁兼容的要求，输出功率不可能无限制增大，因此在某些地区可能无法完成自用户至配电变压器的可靠高速数据通信，可通过时分中继、频分中继、智能路由算法、自动中继等技术手段实现网络重构，实现低压配电网的可靠稳定通信。

4.3.3 基于低压宽带载波技术的智能抄表技术特点

(1) 具有信道自适应能力，抗衰落和抗干扰能力强。采用的 OFDM 自适应载波调制、RS 编码、可编程频谱、自动中继路由技术能够很好地适应低压配电网信道特性，保证了通信可靠性。

(2) 信息传输安全性高。采用 TCP/IP 通信技术及 DES/3DES 数据加密技术，保证了信息传输的安全性。

(3) 传输 QoS 保证。支持 VLAN、OVLAN、RSTP 及 7 级 QoS，支持实时及非实时应用。

(4) 通信速率高，实时性强。目前，物理层最高速率为 200Mbit/s，IP 层速率为 100Mbit/s。

(5) 自动中继及网络重构。系统在信道访问机制及通信协议设计上考虑了自动中继路由及网络重构功能，使得通信无盲区。

(6) 多业务应用支持。高稳定性及高通信速率不但可实现表计数据的实时超收，而且可实现远程购售电管理及控制，对实现智能抄表和智能配电网提供了通信支持。

(7) 管理功能全面。支持设备及电力线信道远程监测，支持 SNMP 网络管理。

(8) 远程在线升级。支持设备远程配置及固件远程在线升级，为新业务应用开发提供了低成本、高效的解决手段。

第5章 交换技术

1 交换技术及发展

交换技术是现代通信网络中最普遍与常见的技术之一，从20世纪初一直到现在仍然在持续演进，可以说，交换技术的发展最大限度地反映了现代通信技术的发展。

1.1 电话交换技术

交换技术源于电话通信。电话网由传输电路和电话交换机组成，其中传输电路为网络的链路，交换机为网络的节点设备。电话通信的特点是在通信前需根据控制信令将分段的传输链路互相连接起来，构成一条主、被叫间的物理电路。在整个通信过程中保持这条电路的连接，通信结束后拆除这条物理电路，这种交换方式称为电路交换。电路交换的优点是延时小、实时性好；缺点是电路利用率低。

1.2 数据交换技术

数据交换技术源于计算机通信。由于数据通信对实时性要求不高，因此可以采用存储/转发的分组交换技术。其基本原理为：将用户需要发送的应用数据报文分割成一个个的分组（包），并附上目的地址（或路由标志），以分组为单位进行传输和交换。

分组交换分为面向连接和面向无连接两种交换方式。面向连接的分组交换类似于上述的电路交换，在通信前需建立一条端到端的虚（逻辑）电路，属于同一数据报文的分组根据所分配的标志，沿这条虚电路传输通信结束后拆除这条虚电路；而面向无连接的分组交换，网络节点对每个分组均需根据分组的目的地址，独立寻找最佳路由。

X.25、FR和ATM等分组网络采用面向连接的分组交换方式，目前使用最广泛的IP网采用面向无连接的交换方式。

2 程控电话交换技术

处于电话网网络节点位置的电话交换机，在电话网中完成话路的选择和连接功能。电话交换（不包含IP电话）是电路交换，工作在交换分层模型的第一层——物理层。这种物理电路的连接，在空分交换机中指的是输入实线与输出实线的连接，由空分接线器完成这种实线连接；在数字交换机中指的是输入链路时隙与输出链路时隙的连接，由数字接线器完成这种链路时隙间的连接。

2.1 数字接线器的基本原理

时空数字接线器是数字接线器中最简单和最常用的一种接线器，它具有时分接线和空分接线两种功能。所谓时分接线是指在一条（包括收、发）PCM链路上不同时隙的连接；所谓空分接线是指不同PCM链路的连接。因此，时空接线是指不同PCM、不同时隙间的连接。

2.1.1 时空数字接线器基本原理

目前，程控数字交换机多数采用时空数字接线器。该接线器能够接通任意一条PCM链路的任一时隙与另外一条PCM链路的任一时隙。

2.1.1.1 时空数字接线器的基本原理和组成。

时空数字接线器利用PCM 8位话音代码的存取时间差来实现时隙的“搬家”。PCM链路中的话音代码为串行码，而写入话音存储器需要的是8位平行码，故在存入话音存储器之前，需要将多条PCM链路串行码转换成8位并行码；从话音存储器读出的8位并行码，需要转换成PCM链路的串行码输出。

时空数字接线器主要由4个部分组成，即串/并转换电路、并/串转换电路、话音存储器（SM）和控制存储器（CM）。

2.1.1.2 串/并、并/串转换电路

假设时空数字接线器输入、输出PCM链路均为8条。其链路经串/并变换后，成为具有8条导线的话音总线（8位话音总线）。在PCM链路中，一次采样的8位代码依次出现在不同的时刻。而经串/并变换后的8位话音代码同时出现在8位话音总线上，且同时写入话音存储器。该8位话音总线的速率仍是2048kbit/s，不同的是8位话音总线的每一位（488ns）代表一个时隙，因此一帧125μs中包括256个时隙。

并/串转换电路将话音存储器中读出的8位并行代码转换为8条PCM链路，是上述串/并转换的逆转换，其转换过程不再赘述。

2.1.1.3 话音代码的交换原理

在时空接线器中，话音代码时隙“搬家”的原理同时分数字接线器。下面以256×256时空数字接线器为例来说明其工作原理。

处理机已知主叫收、发均占用33通道（时隙），被叫收、发均占用64通道。要接通33与64通道，即将33时隙的话音代码搬到64时隙；64时隙的话音代码搬到33时隙。

在话音存储器中，在时钟脉冲的前半周期按输入话音代码自身的时隙顺序，顺序写入对应的存储单元，在这里通道—时隙—存储单元是一一对应的。例如，33通道的话音代码在33时隙存入地址为33的存储单元；64通道的话音代码在64时隙存入地址为64的存储单元。话音存储器的内容每125μs改写一次（1s改写8000次）。

在控制存储器中，时钟脉冲的前半周期由处理机控制写入，即处理机的地址总线提供写入存储单元的地址；数据总线提供写入存储单元的内容。为了实现33和64通道的时隙“搬家”，处理机在33地址单元写入64，在64地址单元写入33。

控制存储器在时钟脉冲的后半周期顺序地读出存储器中的内容，在这里读出时隙与存储地址是一一对应的。例如，在33时隙读出地址为33的存储单元内容64；在64时隙读出地址为64的存储单元内容33。

话音存储器在时钟后半周期由控制存储器控制读出，即按控制存储器读出的地址码读出话音存储器中该地址单元的话音代码，这样就完成了整个话音代码的时隙“搬家”。例如，在33时隙读出64时隙存入的话音代码。在64时隙读

出 33 时隙存入的话音代码。

上述的话音存储器与控制存储器构成了一个话音并行总线进、出的时分接线器，如在输入、输出话音总线侧加上串/并、并/串转换电路，即成为既可在 PCM 链路间，又可在时隙间进行交换的时空数字接线器了。

以上是 256×256 时空接线器的工作原理，其中 8 位话音总线的速率为 2048kbit/s。若为 16 条 PCM 链路进/出的 512×512 时空接线器，则经串/并转换后的 8 位话音总线速率为 4096kbit/s。可见，随着时空接线器容量的加大，需要相应地提高 8 位话音总线的速率。

2.2 数字电话网

数字电话网由程控数字电话交换机和数字传输电路组成，模拟话音信号在网中以数字形式进行端到端的传送。

在程控数字电话交换机中，计算机程序根据信令控制时分数字接线器来接通数字话音信号。数字传输电路一般采用准同步数字体系（PDH）或同步数字体系（SDH）。

2.3 程控数字电话交换机的组成

程控数字电话交换机由控制部分、数字交换网络和外围设备组成，如图 17.5-1 所示。其中，外围设备主要由用户级、中继级和信号收发级组成。

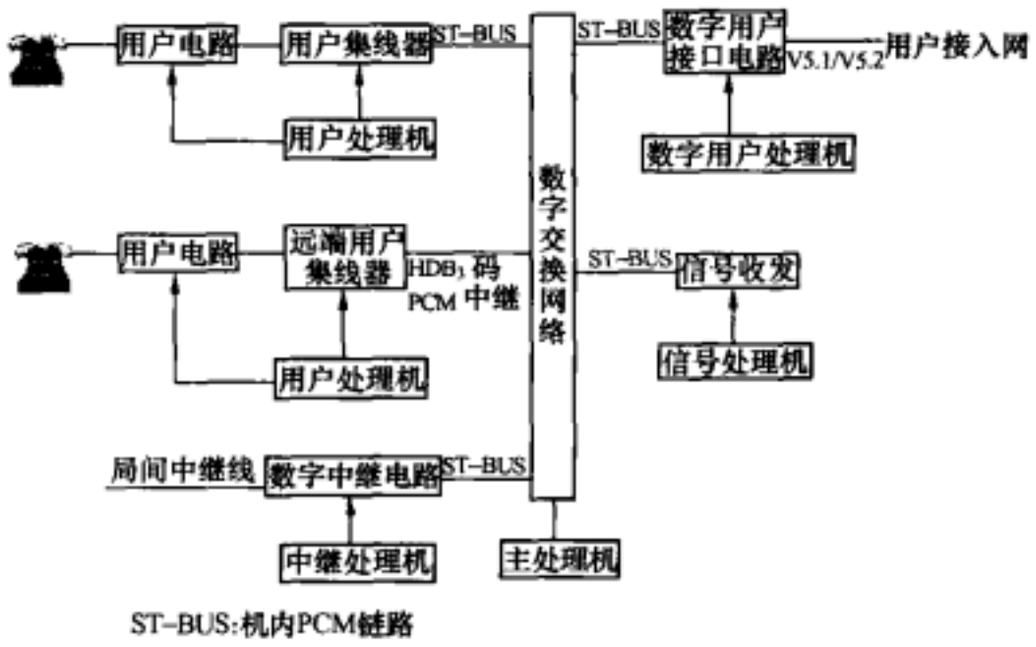


图 17.5-1 程控数字电话交换机的组成

2.3.1 外围设备

2.3.1.1 用户级

（1）模拟用户级。模拟用户级包括模拟用户电路和用户集线器两部分。

1）模拟用户电路。模拟用户电话机提供连接用户线的 POTS 接口（Z 接口）。模拟用户电路可实现 BORSCHT 共 7 个基本功能，即馈电（B），过压、过流保护（O），振铃控制（R），监视（S），编译码（C），2/4 线转换电路（H），测试（T）。

2）用户集线器。因用户级的话务量比较少，因此需要集线。集线比取决于用户话务量，较典型的集线比为 4∶1。例如，将 128 个用户集线为一条 32 个通道的 PCM 一次群链路，接续数字接线器。

集线方法随交换机的设计而异，较常用的集线方法有两种：①由用户处理机给摘机用户或振铃用户分配 1 个空闲时隙（一般情况下，收、发使用相同的时隙），当 32 个时隙被全占用后，摘机用户听忙音。②时空接线器主要用于交换网络，但也可用于用户级的集线。下面以一个 128：32 的集线器为例，说明用户集线的原理。

时空数字接线器输入/输出 PCM 链路各为 8 条，其中 4 条 PCM 双向链路的 128 个时隙接 128 个用户，则每个用户的收/发各固定占用收、发 PCM 链路中的一对时隙（通道）。剩下的 4 条 PCM 双向链路中的任意一条连接主交换网络，该链路称为集线 PCM 链路。这样，128 个用户中的任意一个用户摘机，则处理机将该用户固定占用的一对发/收时隙与集线 PCM 链路中空闲的一对收/发时隙分别接通（包括发/收和收/发两次时隙连接）。当主、被叫用户超过 32 个时，摘机用户听忙音。

（2）数字用户级。数字用户级主要由数字用户接口电路组成。数字用户接口电路为交换机和用户接入网提供专用的 V5.1 或 V5.2 数字用户接口。其中，V5.1 提供 1 个 E1 数字用户接口，没有集线功能；V5.2 接口最多可提供 16 个 E1 数字用户接口，且具有集线功能。

数字用户电路不经集线直接接入数字交换网络，由交换机软件完成 V5.2 接口的用户集线功能。

2.3.1.2 数字中继级

数字中继级主要由数字中继电路组成。数字中继电路提供 E1 数字中继接口，可以提供 31 条中继话路。目前，一些大型交换机可提供 SDH STM—1 数字中继光接口，它具有近 2000 条中继话路，并可直接接入中继光传输网。

由于中继电路上的话务量大（一般设计在 0.1Erl/线），因此不经集线直接接入数字交换网络。

2.3.1.3 信号收发级

信号收发由连接在数字交换网络上的信号终端完成。在局间中继信令采用随路信令的情况下，信号终端还需完成局间中继多频互控信号（MFC）的发送和接收，即由数字信号发生器产生 MFC 信号，由数字滤波器接收 MFC 信号。

当前，局用交换机之间均采用 No.7 信令。从交换机 No.7 信令模块输出的 64kbit/s 信令流，经数字交换网络的半固定连接接入局间中继的 PCM 链路或复用成 2Mbit/s PCM 信令链路后直接接入 No.7 信令网。

2.3.2 数字交换网络

数字交换网络主要由数字接线器组成，用来完成主叫话路与被叫话路（局内接续）、主叫话路与出中继电路（出局接续）以及入中继与被叫话路（入局接续）等的接续。

2.3.3 控制级

2.3.3.1 集中控制方式的交换机

集中控制方式的交换机中设有主处理机，各种外围设备都有自己的功能处理机（从处理机），主、从处理机之间进行数据通信，通信方式常采用信件式或信箱式。

主处理机之间的数据通道可以是交换机内 PCM 链路的 16 时隙，也可以是串行/并行数据专线。主处理机故障有可能造成全局瘫痪，故也需做冗余配置。

2.3.3.2 分散控制方式的模块交换机

全分散控制方式的交换机不设有主处理机，而是按照容量将软/硬件划分为若干个模块，每个模块由独立的模块处理机控制，并具有本模块的数字接线器。一个模块可以单独组成一台交换机；多个模块用光纤互连即可形成一台大容量的交换机。模块处理机之间是平等的，当其中一个模块处理机发生故障，只影响其所控制模块的工作，而不会造成全局瘫痪。不过，为了提高交换机的可靠性，一般情况下模块处理机和模块数字接线器仍采取冗余配置。

在某些模块交换机中，当两个或两个以上的模块一起工作时，需配置主处理机和主交换网络，模块处理机之间的通信需通过主处理机，模块间的呼叫连接需通过主交换网络。这种模块式交换机称为半分散式模块交换机。

3 分组交换技术

交换网 OSI-RM 的第二层为 MAC 层。在 IP 网中，由 X.25、ATM、Ethernet 等组成的底层网络（计算机子网）来提供三层节点路由器之间的数据传送功能。虽然这些底层网络也具有寻址、选路和组网等三层功能，但对 IP 网而言，三层功能全部由 IP 协议来完成，这些底层网络只完成点对点（即路由器对路由器）之间的数据传送工作，故将组成计算机子网的各种数据网统称为 L2 数据网。

在通信基础网的节点中，安装不同类型的二层交换设备，则可组成不同类型的二层数据网。

3.1 数据通信系统的架构

数据通信系统的架构，由数据终端设备（DTE）、数据电路终端设备（DCE）和传输信道组成。

各部分的功能如下：

DTE：一般指 PC 机或 I/O 设备。

DCE：对模拟传输信道而言，DCE 为频带 Modem 设备，用来完成数据信号与模拟信号的相互转换；对数字传输信道而言，DCE 为基带 Modem 设备，用来完成时钟的提取、机内码与线路码的转换以及信道特性的均衡等工作。

传输信道：可分为模拟和数字两种。传输信道一般由通信子网来提供，通信子网由节点交换机与连接它们的链路组成。

一般情况下，一次从主叫 DTE 到被叫 DTE 的通信，需要经过多个节点交换机才能完成。

3.2 X.25 协议的分层结构

数据通信根据信息的突发性和允许一定时延的特点，采用了存储转发的分组交换技术。

X.25 是原国际电报电话咨询委员会（CCITT）在 1976 年为分组终端和分组网之间接口制定的 UNI 协议，后来人们将分组交换网称为 X.25 分组交换网（简称 X.25 网）。X.25 分组网采用面向连接的虚（逻辑）电路交换方式。类似于电路交换方式，虚电路交换方式在通信前需要建立一条端对端的虚电路，通信结束后拆除这条虚电路。X.25 协议包括物理层、链路层和分组层 3 个协议层。来自上层的应用报文在 X.25 分组层一般被分成长度为 128 字节的字段，在字段前加上分组标题（分组头）便形成了一个分组，再做适当处理后发送给 X.25 链路层。分组在该层进行 HDLC 链路层处理，即加上 HDLC 帧头形成 HDLC 帧，然后发送给 X.25 物理层，最后送往传输线路。

3.2.1 X.25 分组层

3.2.1.1 虚电路的建立

在 X.25 网中，若数据终端设备 A（DTE A）要向数据终端设备 B（DTE B）发送一份应用报文，则在通信前主叫 DET A 要向被叫 DTE B 发送一个呼叫请求分组，该分组的标题中包含源节点（DTE A）和目的节点（DTE B）的地址。源节点和各转接节点按照呼叫请求分组的目的地址进行选路，从而建立一条从源节点到目的节点的虚电路。

3.2.1.2 呼叫请求分组的路由选择

分组按下列几个基本原则来进行选路：

（1）应选择性能最佳的传送路径，其中最主要的性能是端到端的传送时延。

（2）应使网络中的话务量尽可能均匀，以最大限度地提高网络资源的利用率。

（3）当网络出现故障时，能自动选择迂回路由。

X.25 协议对路由选择未作出规定，不同的 X.25 网允许有不同的路由选择方法。路由选择可分为静态法和动态法。静态法包括泛射法和固定路由表法，动态法包括路由选择算法和集中式路由选择法。动态法中路由表随负荷变化、网络拓扑而动态调整。

3.2.2 X.25 分组的传送方式

在建立虚电路后，X.25 分组便进入数据通信阶段。在此期间端到端传送的是应用数据报文分割后所形成的数据分组或控制数据分组。与呼叫请求分组不同的是，数据分组只有逻辑信道号（LCN，也称为虚链路编号或简称标记）而无被叫目的地址，数据分组按 LCN 进行选路。

相邻节点间的物理信道可包含多个逻辑信道（在 X.25 分组网中，一个物理端口最多可包含 4096 个逻辑信道，这些逻辑信道以 LCN 来区别。由于 LCN 是由虚电路建立时途经的各个节点所分配的，因此，只有局部意义。在呼叫建立时，虚电路途经的每个节点机中都建立了一张输入标记与输出标记的对照表，为了区别呼叫建立时呼叫请求分组所使用的按目的地址选路的路由表，我们将该表称为标记路由表。

假设 DTE 1 有一份应用数据报要发给 DTE 2，在通信前已利用呼叫请求分组和节点路由表建立了一条从 DTE 1 到 DET 2 的虚电路，这条虚电路具体反映在途经各节点机的标记路由表中。图 17.5-2（a）表明了该次通信所建立的虚电路为 T1、A、B、C、D、T2，各转接段标记分别为 0、2、4、2、1；图 17.5-2（b）为 A、B、C、D 4 个节点机中所保存的这次呼叫所建立的标记路由表；图 17.5-2（c）表示各节点机以数据分组输入标记为索引来查找标记路由表的输出标记，待改写完分组头的标记后，在对应的逻辑信道上输出。

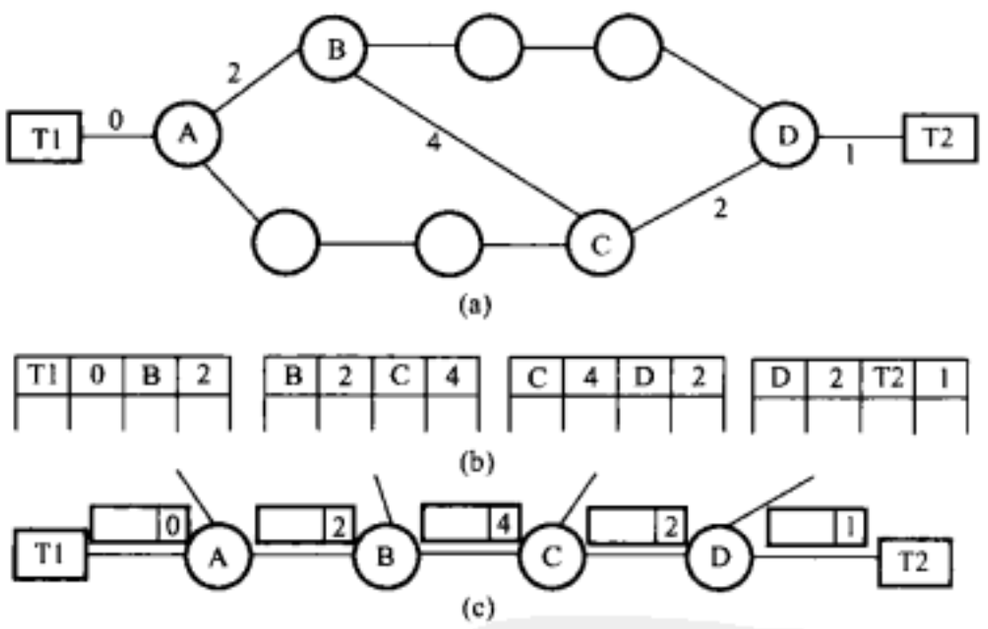


图 17.5-2 虚电路传送方式示例

（a）虚电路；（b）标记路电表；（c）传送过程

3.2.2.1 数据分组格式

在数据通信阶段，DTE A 或 DTE B 之间传送的是信息或控制数据分组。数据分组的格式如图 17.5-3 所示，数据分组只有逻辑信道号而无主、被叫 DTE 地址号。分组网终端号至少要用 8 个十进制数表示，若用二进制表示被叫地址则要占用 32bit。目前，每个数据分组只用 12bit 的 LCN 表示去向，这大大减少了数据分组的开销，提高了传输效率，并且交换机利用 LCN 寻址比利用被叫终端地址寻址要简单得多。

数据分组中的 $P(S)$ 为发送数据组的顺序编号，$P(S)$ 是接收端对发送端发来的数据组的应答，它表示对方发来的 $P(R)-1$ 以前的数据分组已被正确接收，希望对方下一次

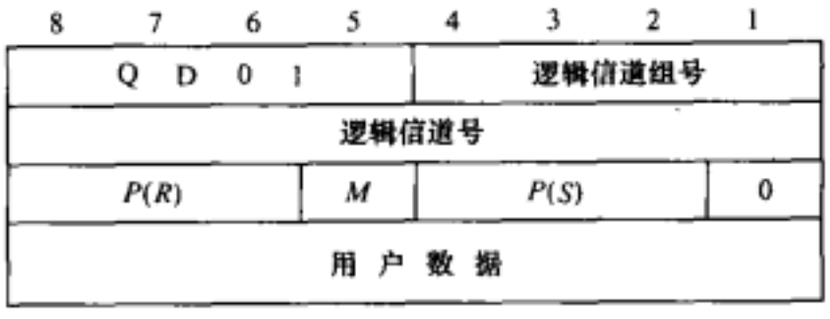


图 17.5-3 数据分组的格式

发来的数据分组序号为 $P(R)$。

数据分组中，$M=1$ 表示后面还有数据分组，$M=0$ 表示后面的数据分组已不属于同一报文。利用 M 比特的作用，终端可以将一份完整的报文送给上层。

3.2.2.2 X.25 数据链路层

X.25 协议的第二层为数据链路层，处理对象为帧。数据链路层多数采用 HDLC 或它的某种子集来传送分组。高级数据链路控制（HDLC）支持平衡和非平衡两种链路配置。在非平衡配置中，一端配置为主站，由它控制整个链路的工作；另一端为一个或多个次站。主站向次站发送命令帧，次站向主站回送响应帧。在平衡配置中，两端均为复合站（兼有主、次站功能），可互相发送命令帧与响应帧。平衡配置只适用于点到点的链路。目前，X.25 网中数据链路协议均采用 HDLC 的子集——平衡链路接入协议（LAPB）。

为了保证传输的可靠性，对第三层所形成的分组，在链路层需要在每个分组前添加 HDLC（高级数据连接控制规程）帧头，以形成 X.25 第二层的 HDLC 帧 。帧结构如图 17.5-4 所示，包括标志（F）、地址（A）、控制（C）、信息（I）和帧校验序列（FCS）等字段。标志字段用来标志一个帧的开始和结束；地址字段在 HDLC 平衡配置全双工模式下，用于区别命令帧与响应帧；控制字段用于构成各种命令和响应，以及完成各种链路的传输控制功能；信息字段是为传输报文信息而设置的。

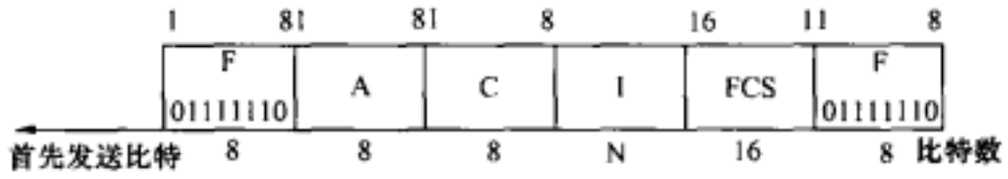


图 17.5-4 HDLC 的帧格式

其长度可根据最佳码长及应用需要来设定；帧校验序列是用来对整个帧进行循环冗余校验的码组。

3.2.2.3 X.25 物理层

X.25 物理层规程可选用 X.21 bis 和 X.21。其中 X.21 bis 与 X.21 兼容，电气接口采用 RS—232；X.21 为高速物理层接口，电气接口采用 V.10 或 V.11。

3.2.3 分组交换的特点

（1）传输质量高。分组交换机之间传送每一个分组均要经过差错校验，如果错了则需重发。在分组型终端，对用户线上产生的差错也需重发，这种机制使得分组交换网可以采用误码率为 10^{-3} 的传输线路，端到端分组的平均误码率下降到 10^{-11}。

（2）提高了电路利用率。分组交换采用统计复用法在一条物理电路中建立多条虚电路，相对于电路交换数据传输而言，分组交换提高了电路的利用率。

（3）可在不同的类型终端间进行通信。分组交换采用存储转发交换方式工作，分组交换机可将发送端发送的报文转换成接收端能够接收的格式，以实现不同速率、不同编码方式、不同同步方式及不同传输规程终端间的通信。

（4）传送信息有较大的时延。

3.3 分组交换网

3.3.1 分组交换网提供的业务功能

（1）交换虚电路（SVC）：数据终端间要进行通信时，先通过拨号建立虚电路，通信结束后释放该虚电路。拨号分组网中任何终端间均可建立虚电路。

（2）永久虚电路（PVC）：两数据终端间为永久连接的虚电路。

3.3.2 分组交换网的构成

分组交换网一般采用等级制结构，最常用的是二级结构，即由一级交换中心和二级交换中心组成，如图 17.5-5 所示。一级交换中心原则上采用全互联网状结构，其与所属的二级交换中心采用星型结构连接。任何两个交换中心之间根据业务量需求，可设置直达电路。

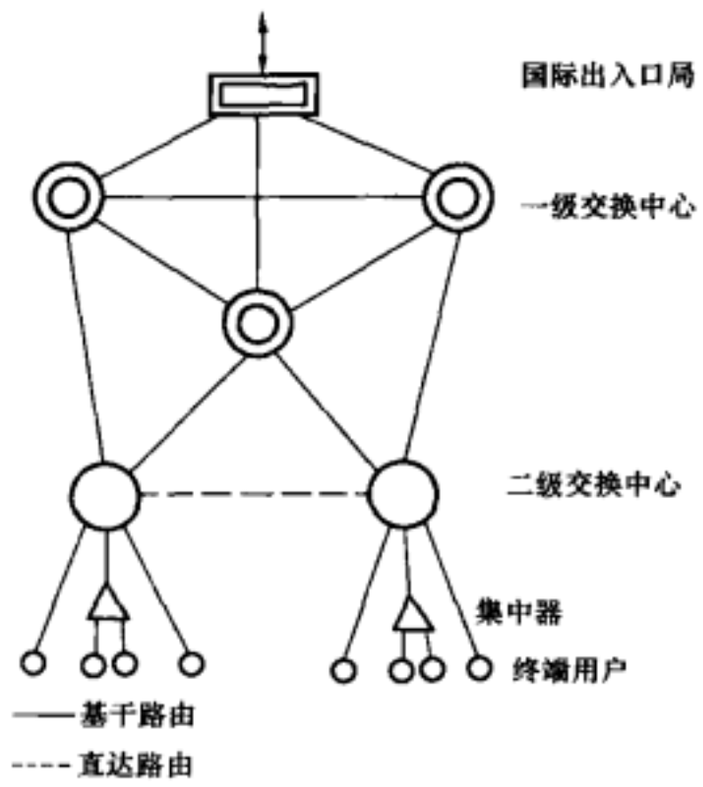


图 17.5-5 分组交换网的等级格式

分组交换网一般由分组交换机（PS）、分组拆装设备（PAD）、网络管理中心（NMC）、终端设备（DTE）及传输线路组成。

4 宽带网络交换技术

4.1 帧中继交换技术

帧中继（FR）交换技术是在 X.25 分组交换技术基础上发展起来的。在开发 X.25 时因传输线路误码率高达 10^{-3}，故在每个节点采用了存储、转发方式，确定了十分复杂的检错、纠错、重发等机制。为保证传输质量，在每个节点上都需重复做这些工作，从而导致端到端传输延时大、传输速率低和传输效率低。

4.1.1 帧中继的特点

帧中继是简化了的 X.25，与 X.25 相比，帧中继具有以下特点：

（1）取消了流量与差错控制帧中继对协议进行了简化，取消了第 2 层的流量与差错控制，仅有端到端的流量与差错控制，且这部分功能由高层协议来完成。

（2）取消了第 3 层的协议处理。将第 3 层的复用与交换功能移到了第 2 层。

（3）采用“带外信令”。X.25 在通信建立后，通信过程中所需的某些控制、管理功能由控制数据分组传送。控制数据分组和信息数据分组具有相同的逻辑信道号（LCN）故可称为“带内信令”。而帧中继单独指定一条数据链路（$DCLI=0$），专门用于传送信令，故可称为“带外信令”。

（4）利用链路帧的拥塞通知位进行拥塞管理。帧中继没

有流量控制功能，对用户发送的数据量不作强制，以满足用户传送突发数据的要求，这样有可能造成网络的拥塞。帧中继对拥塞的处理是通过链路帧的拥塞通知位，通知始发用户降低数据发送速率或暂停发送。

（5）采用带宽管理机制。由于帧中继采用了非强制性的拥塞管理，为防止网络过度拥塞以及防止某一用户大量的发送数据而影响其他用户的服务质量，帧中继对用户使用的带宽进行了一定的控制。帧中继的带宽管理包含以下3个参数：

1）承诺信息速率（CIR）。用户入网时，在与网络运营商所签订的合同中，运营商所保证提供的最低用户数据传送速率即为CIR。网络运营商根据合同中的CIR向用户收取费用。

2）承诺突发长度（Bc）。Bc是指在指定的时间间隔Tc内，网络运营商所承诺的用户最大发送数据比特数。

3）超突发长度（Be）。Be是指在规定的时间间隔Tc内，网络运营商允许用户超过Bc所发送的数据比特数。网络对这部分超额发送的数据尽力传送，但不作保证。

具体做法是：网络根据上述参数，在给定的时间间隔Tc中，对用户所发送的数据进行计数。对承诺部分的数据给以放行；对超过承诺部分的数据也给予放行，但在帧头中打上“丢弃指示”标志，当网络发生拥塞时则丢弃该帧；对超过Bc+Be部分的数据，在用户－网络接口处即遭丢弃。

在网络运行初期，为保证用户CIR内数据的传送，可使中继线容量等于经过该中继线所有PVC的CIR之和。在运行过程中，随着经验的不断积累，可逐步增加PVC的容量，以保证带宽资源充分被利用。

4.1.2 帧中继协议

帧中继协议与X.25协议一样，只是规定了用户——网络接口（UNI）协议，而其网络内部和网际（NNI）协议未标准化，都是UNI协议的某种变型。

4.1.2.1 帧中继的帧格式

帧中继采用HDLC协议的数据链路层帧方式接入协议（LAPF）子集——数据链路层核心协议，其将帧中的A、C字段合并为A字段。

（1）标志字段（Flag）：为“01111110”，用于帧定界。在地址字段之前的标志为开始标志，在帧校验序列字段之后的标志为结束标志。

（2）地址字段（Adress）：用于区分不同的帧中继连接，实现帧复用。地址字段的长度一般为两个字节，也可由通信双方协商，根据需要扩展为3个或4个字节。地址字段由数据链路连接标识符（DLCI）、命令/响应比特（C/R）、地址字段扩展比特（EA）、前向显式拥塞通知（FECN）、后向显式拥塞通知（BECN）和可丢弃指示比特（DE）等部分组成。

（3）信息字段（Information）：为用户数据，长度可为1～4096个字节。

（4）帧校验序列（FCS）：采用16bit循环冗余码（CRC16），用于校验帧差错。

4.1.2.2 帧中继协议结构

智能化终端设备将需发送的报文分组封装在LAPF帧结构中，并将LAPF帧发送到线路上，实施以帧为单位的数据传送。

由于帧中继节点不进行某些二层与三层的处理（如错帧重发、流量控制和阻塞处理等移至网外设备或终端系统），因此具有高吞吐量、低延时等特点。同时，帧中继采用统计复用技术，按需分配带宽，因此适用于各种突发数据业务的用户。其最具吸引力的地方在于允许用户的突发数据占用超出预定的带宽。

4.1.3 帧中继的交换与复用

帧中继网由用户终端、接入设备、FR节点交换机和数据链路组成。由于目前的帧中继网一般均采用PVC方式，因此这里仅介绍PVC方式下的交换与复用。

帧中继采用面向连接的交换方式，端到端的虚电路由若干段虚连接构成，每段虚连接有相应的DCLI，在FR交换机中有人工配置的PVC路由表。帧中继网中的节点交换机以入口帧的DCLI为索引查找路由表。从而获得出口帧的DCLI。整个通信过程类似于已建立虚电路的X.25分组通信。

4.1.4 帧中继业务与应用

由于帧中继业务不提供错帧通知、错帧恢复以及出错帧重传等服务，因此开展帧中继业务必须具备两个前提条件：

（1）必须采用智能化终端，在其上运行高层通信协议，以完成纠错、流量控制等功能。

（2）中继线必须有较低的误码率。

帧中继广泛应用于局域网互联、局域网与广域网互联，以及为企事业单位提供虚拟专网（VPN）。目前帧中继主要用来为企事业单位的局域网提供Internet接入。与采用DDN专线接入相比，采用帧中继接入Internet的最大优点为：DDN专线带宽固定；而帧中继在正常情况下，网络保证向用户提供约定的数据速率，当用户产生突发性的高速率数据时，可以占用其他用户不占用的带宽，而不用支付额外的费用。

4.2 ATM交换技术

随着通信技术的发展，传输、复用和交换三者的关系越来越密切，以致逐渐不可分割。近年来，人们用“转移模式”一词来统一描述通信网中的传输、复用和交换这三个部分。转移模式可以分为同步转移模式（STM）和异步转移模式（ATM）两类。

（1）STM为采用空间或时间上固定信道的电路交换方式，如目前的电话网，在呼叫建立后通话双方占用一对固定的64kbit/s时隙（通路）。

（2）ATM采用时隙按需分配、统计复用的高速分组交换方式。

现有数据网上的X.25和帧中继都是采用统计复用分组交换技术，其接口速率可变、通道利用率高，但时延过大，不适合实时通信；而现有电话网上的电路交换技术时延小，适合实时通信，但接口速率固定、通道利用低。两者均不适合传输和交换语音、图像和数据等综合业务信息。

4.2.1 ATM信元

ATM的基本特征为传输、复用和交换都是以固定长度的信元（cell）为统一的信息单位。即从发送端到接收端所传送的信息全部以信元的形式出现。

ATM信元由信头（H）和信息域（INF，净负荷）两部分组成。其中，信头包括地址（VPI和VCI）以及其他必要的控制信息；有效信息字段可携带不同类型的用户信息，包括数字化的话音、活动图像和数据等信息。

ATM信元可分为承载用户信息信元、信令信元、空闲信元和运行维护信元。

ATM的一个信元长53个字节，前面5个字节称作信元头，后面48个字节称作信息域。信元头用于指示信元路径

和其他控制信息，用户信息则放在信息域中。有两种信元格式分别称作用户—网络接口（UNI）和网络—节点接口（NNI），ATM 的信元结构如图 17.5-6 所示，UNI 与 NNI 的位置如图 17.5-7 所示。

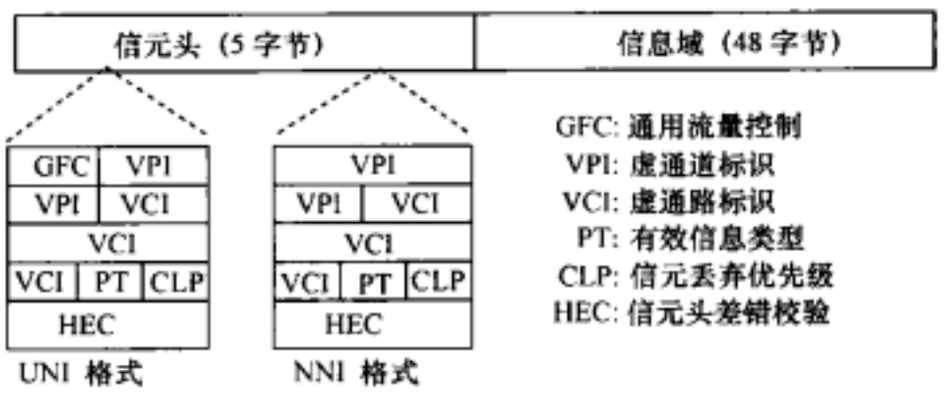


图 17.5-6 ATM 信元结构

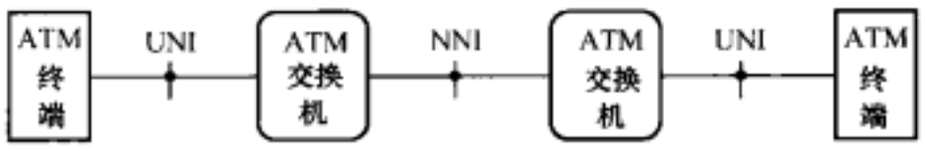


图 17.5-7 UNI 与 NNI 的位置

（1）GFC（4bit 长）用于控制用户向网络发送信息的流量。

（2）VPI 和 VCI。VPI 在 UNI 中共 8bit 长，在 NNI 中共 12bit 长；VCI 在 UNI 和 NNI 中均是 16bit 长。VPI 用于标识静态分配的连接，也称半固定连接；VCI 用于标识可动态分配的连接。VPI 和 VCI 用于把一条传送 ATM 信元的信道划分为多个子信道（虚通道 VP 和虚通路 VC）。具有相同 VPI 值的多段 VP 链路构成一个 VP 连接，简称 VPC；具有相同 VCI 值的多段 VC 链路构成一个 VC 连接，简称 VCC。

（3）PT（3bit 长）将信元类型分成 4 种用户数据信元，3 种网络管理信元和 1 种未分配（留用）信元。

（4）CLP（1bit 长）在网络发生拥塞时将信元分为两种不同的优先级。

HEC（8bit 长）用于保护整个信元头的正确传输，其生成多项式为 X^8+X^2+X+1，可对信元头在传输中产生的多个差错进行检错，具有自动纠正一位差错的功能。

4.2.2 ATM 分层结构

ATM 协议参考模型如图 17.5-8 所示。

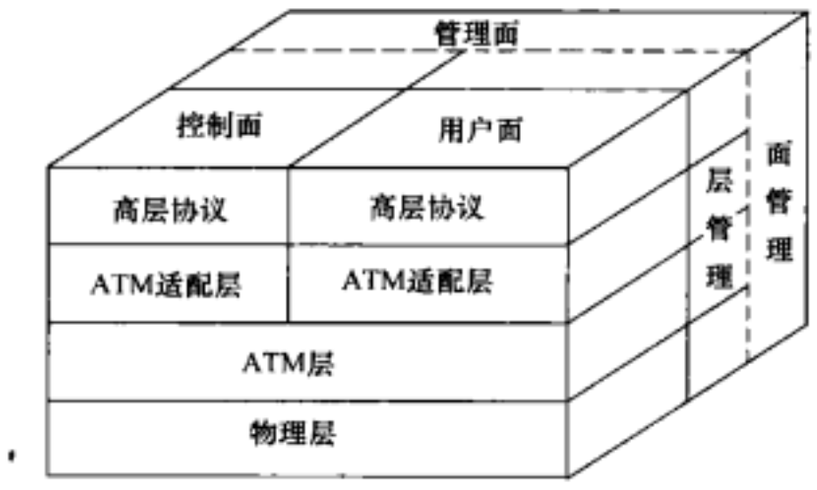


图 17.5-8 ATM 协议参考模型

ATM 功能层主要由用户层、适配层、ATM 层和物理层组成。

（1）用户层。ATM 用户层的主要功能是为用户提供高速数据、语音、图像等宽带综合业务。

（2）适配层（AAL 层）。ATM 适配层的主要功能为适配从用户平面来的数据、音频、视频等信号，以形成 ATM 层所需的数据格式，每种信号要求对 ATM 网络有不同的适配。ATM 定义了几种不同的 AAL 类型，用以支持不同类别的业务。目前已定义的 AAL 服务类别有 AAL1～AAL5，其中，AAL5 能支持所有类型的 AAL 服务，因此获得了广泛的应用。

（3）ATM 层。ATM 层的基本功能是负责生成信元。它接收来自 AAL 层的 48 个字节净荷，并附加上相应的 5 字节的信元头，以形成信元传送给物理层。

（4）物理层。ATM 物理层是 ATM 模型的最底层，它由传输汇聚层和物理介质子层组成，ATM 物理层负责 ATM 信元的线路编码，并将信元递交给物理介质。传输汇聚层从 ATM 层接收信元，组装成适当格式后传送给物理介质子层。在无信息传输时，由传输汇聚层插入空闲信元，以保持信元流的连续。在接收端，传输汇聚层从来自物理介质子层的比特流中提取信元，验证信元头，删去空闲信元，将有效信元传递给 ATM 层。

4.2.3 虚信道（PVC）与虚通路（VC）

ATM 采用面向连接的虚电路分组交换技术，即发端要与收端通信时，控制部分在通信建立之前通过收发双方信令信元的传递，建立一条端到端的虚电路。在虚电路建立后，采用两级选路方式，即 ATM 虚电路由虚信道（PVC）和虚通路（VC）两部分组成。对于 ATM 骨干网，进入交换机的 VC 可能有成千上万条，若对每个 VC 连接（VCC）都维护一个信息端口，必然会加大交换机的负担，因此，在 ATM 中将同一物理路由的 VC 群组成一条 VP 连接（VPC）。ATM 物理链路可同时支持多个 VP 连接，而一个 VP 中同时又有多个 VC 连接。

虚信道中的 VP 节点设备为 VP 交换机或 DXC 设备，其作用是将一段段不同 VPI 的 VPC 连接起来，形成一条源端到目的端 VC 交换机之间的虚电路；虚通路中的 VC 节点设备为 VC 交换机或 DXC 设备，其作用是将一段段不同 VCI 的 VCC 连接起来，形成一条端到端的虚电路。在这里应注意的是，VCC 在经过交换后需重组为新的 VPC，因此在 VC 节点设备中包含了 VP 交换和 VC 交换两级交换机制。这类似于既包含 64kbit/s 链路交叉又包含 2Mbit/s 链路交叉的 DXC4/1 设备，而 VP 节点设备则类似于只包含 2Mbit/s 链路交叉的 DXC4/4 设备。

为了完成 VP 节点设备两侧不同 VPI 链路的连接，在 VP 节点设备中存有 VPI 的标记路由表。同理，在 VC 节点设备中存有 VCI/VPI 的标记路由表。

4.2.4 ATM 交换原理

4.2.4.1 ATM 交换机的基本组成

在 ATM 交换机上连接用户线与中继线，所传送的数据单元都是 ATM 信元。因此对 ATM 交换机而言，在很多情况下不必区分用户线与中继线，而仅需区分 ATM 的入线与出线。ATM 交换机的任务就是根据输入信元的 VPI 和 VCI 将该信元送到相应的出线。ATM 交换机一般由以下 3 个部分组成。

（1）入线处理与出线处理。入线处理部件对入线上的 ATM 信元进行处理，使它们成为适合交换单元进行交换的形式，并完成同步和对齐等工作。出线处理部件对交换单元送出的 ATM 信元进行处理，以转换成适合在线路上传输的形式。

（2）交换单元。交换单元的结构可以分为空分交换和时分交换两大类。交换单元的任务是将入线上的 ATM 信元，根据信头的 VPI/VCI 转送到相应的出线上。此外，ATM 交换单元还应该具备 ATM 信元的复制功能，以支持多播业务。

（3）控制单元。ATM 控制单元的任务是对交换单元的动作进行控制。由于控制交换单元动作的信令和运行、维护等信息都是以 ATM 信元的形式传送的，因此 ATM 控制单

元应具有接收和发送 ATM 信元的能力。

在 ATM 交换单元中，控制部分根据信头地址（VPI 或 VCI）查找地址映射表，改写信头地址，并送往相应端口输出。整个交换过程十分简单，可以采用硬件寻址和并行交换方式，极大地提高了 ATM 信元的交换速度。

4.2.4.2 VP 交换与 VC 交换

在 VP 交换机中根据 VP 连接的目的地（VC 交换机），将输入信元的 VPI 值改为可以导向目的地的新 VPI 值，改写信头后在所选择的路由上输出（在此过程中 VCI 不变）。

在 VC 交换机中根据 VC 连接的目的地（用户端），将输入信元的 VCI 值改为可以导向目的地的新 VCI 值，改写信头后进入新的 VPI 信道，因此需同时改写 VPI。

4.2.4.3 ATM 用户线

ATM 用户线一般连接 ATM 接入交换机，其速率通常为 155Mbit/s。在 ATM 用户线上，信元传输同样也可以分为虚信道和虚通路，并具有用户专有的 VPI 和 VCI。

4.2.4.4 接续过程

虚电路建立后，需要传送的信息将被分割成 53 个字节的 ATM 信元，经 ATM 网络传送给对方。若发送端有一个以上应用信息同时发送，则需建立到达不同目的地的不同虚电路，应用信息交替送出。

4.2.5 ATM 本地网结构

ATM 本地网由交换机组网，ATM 的业务接入由 ATM 接入交换机来完成。ATM 接入交换机通过 ATM 适配层提供 IP、FR、电路仿真 E1/E3、Ethernet 等业务接口，可提供 Internet 的高速接入、局域网互联、语音、高清晰度电视、点播电视、会议电视等宽带业务。ATM 本地网一般情况下可称为 B—ISDN 城域网。

ATM 具有分组交换和电路交换两者的优点，适合传送各种实时、非实时的电信级业务。ATM 存在信令复杂、实现困难和 ATM 信元到桌面困难等问题。另外，ATM 信元不能通过其他数据网，因此 ATM 网只能以孤岛形式存在。而遵循 TCP/IP 的 IP 包可以通过底层的任何数据网，所以 IP 网迅速发展成为世界性的大网。人们普遍认为，IP 网可代替 ATM 网，融合现在和未来所有的业务网络，成为一个世界范围的宽带综合业务网络。

当前 ATM 网络大多作为 IP 网的底层网络，以计算机子网的形式存在，利用其 3 层提供 IP 业务、2 层提供 ATM 业务。

4.3 软交换与 IP 多媒体子系统（IMS）

4.3.1 软交换技术

软交换（Softswitch）是网络演进以及下一代分组网络的核心设备之一，它独立于传送网络，主要完成呼叫控制、资源分配、协议处理、路由、认证、计费等主要功能，同时可以向用户提供现有电路交换机所能提供的所有业务，并向第三方提供可编程能力。

软交换将呼叫控制功能从媒体网关（传输层）中分离出来，通过软件实现基本呼叫控制功能，实现呼叫传输与呼叫控制的分离，为控制、交换和软件可编程功能建立分离的平面。软交换主要提供连接控制、翻译和选路、网关管理、呼叫控制、带宽管理、信令、安全性和呼叫详细记录等功能。软交换通过标准开放的业务接口和业务应用层相连，为网络上快速开展新业务提供方便。

软交换的设备组成结构如下：

（1）软交换控制设备（Softswitch Control Device）。网络中的核心控制设备，完成呼叫处理控制、接入协议转换、业务接口、互连互通、应用支持系统等功能。

（2）业务平台（Service Platform）。完成新业务生成和提供的功能。

（3）信令网关（Signaling Gateway）。由 IP 来承载七号信令网关的设备。

（4）媒体网关（Media Gateway）。完成媒体流的转换处理功能。可分为中继网关（Trunking Gateway）、接入网关（Access Gateway）、多媒体网关（Multimedia Service Access Gateway）、无线网关（Wireless Access Gateway）等。

（5）IP 终端（IP Terminal）。目前主要有 H.323 终端和 SIP 终端。

（6）支撑设备。为软交换系统运行提供支持的服务器、分布式数据库等设备。

我国颁布了 YDC 003—2001《软交换设备总体技术要求》，明确规范了软交换在网络中的位置，功能要求、业务要求、操作维护和网管要求、协议和接口要求，计费要求和性能指标，并规定了与 IP 电话及智能网的互通要求等。

4.3.2 IMS 技术

IMS（IP Multimedia Subsystem）即 IP 多媒体子系统，具有业务、控制、承载完全分离的水平架构，集中的用户属性和接入无关等特性，IMS 是固定和移动网络融合演进的基础。IMS 提供服务的终端有 GSM/GPRS、WCDMA、3G、4G、WLAN、LAN、xDSL 等。IMS 是解决移动与固网融合，语音、数据、视频三重融合等差异化业务的重要方式。

IMS 由 3GPP 标准组织在 R5 版本基础上提出，是在基于 IP 的网络上提供多媒体业务的通用网络架构，R5 版本主要定义了 IMS 的核心结构、网元功能、接口和流程等内容；R6 版本对 IMS 进行了完善，增加了部分 IMS 业务特性、IMS 与其他网络的互通规范和 WLAN 接入等特性；R7 加强了对固定、移动融合的标准化制定，要求 IMS 支持 xDSL、cable 等固定接入方式。中国是 3GPP 组织的成员之一。

ETSITISPANR1 标准/3GPPR6 标准定义的 IMS 网络可同时为固网宽带 SIP 用户和移动网用户提供控制。ETSITISPANR2 标准、3GPPR7/R8 标准定义的 IMS 网络可同时为固网宽带 SIP 用户、固网窄带用户、移动网宽带 SIP 用户和窄带用户提供控制。

从采用的基础技术上看，IMS 和软交换有很大的相似性：都是基于 IP 分组网；都实现了控制与承载的分离；大部分的协议都是相似或者完全相同的；许多网关设备和终端设备可以通用。IMS 和软交换的主要区别是在网络构架上，软交换网络体系基于主从控制，与具体接入手段关系密切，IMS 采用基于 IP 承载的 SIP 协议，可以支持各类接入方式。IMS 在宽带用户的漫游管理和 QoS 保障方面也具有一定的优势。

IMS 和软交换的区别主要体现在：

（1）在软交换控制与承载分离的基础上，IMS 更进一步地实现了呼叫控制层和业务控制层的分离。

（2）IMS 对移动性支持更强。

（3）IMS 全部采用会话初始协议（SIP）作为呼叫控制和业务控制的信令，软交换中，SIP 是可用于呼叫控制的多种协议的一种，更多的使用媒体网关协议（MGCP）和 H.248 协议。

第6章 接 入 技 术

随着通信技术的不断发展，通信网的主干网络的功能越来越强，提供的业务规模和业务类型不断增加，而传统的从交换机到用户终端的用户环路越来越不适应当前及未来通信发展的需要。在这种情况下，把从交换机中抽出的用户接口功能、业务接口功能以及维护管理功能、交叉连接功能纳入到用户与交换机之间的传输系统之中，接入网便应运而生。接入网这一概念的引入，对整个通信网的发展起到了至关重要的作用。

1 接入网技术

接入网（Access Network，AN）处于通信网的末端，连接用户网络（User Network，UN）与业务节点（Service Node，SN），为用户提供各种业务的透明传输。它包括本地交换机与用户端设备之间的所有实施设备和线路，其中有用户线传输系统、复用设备、数字交叉连接设备和用户/网络接口设备等。

1.1 接入网的定义与定界

1.1.1 接入网的定义

整个电信网可以划分为公用电信网和用户驻地网（Customer Premises Network，CPN）两大块，公用电信网又可划分为三部分，即长途网、中继网和接入网。目前倾向于将长途网和中继网合称为核心网（Core Network，CN）或转接网（Transit Network，TN），相对于核心网的其他部分则统称为接入网（AN），主要完成将用户接入到核心网的任务。电信网的基本组成，如图 17.6-1 所示。



图 17.6-1 电信网的基本组成

按照 G.902 定义，接入网（AN）是由业务节点接口（SNI）和相关用户网络接口（UNI）之间的一系列传输实体（如线路设施和传输设备）组成。为传输电信业务提供所需传输承载能力的实施系统，可经由管理接口（Q3）进行配置和管理。由上述定义可以看出，接入网处于整个电信网的网络边缘，用户的各种业务通过接入网进入核心网。

接入网的主要特点是：提供各种综合业务，除接入交换业务外，还可接入数据业务、图像业务以及租用业务等。接入网的室外远端设备应能适应各种恶劣的环境，无需机房，可以置于室外，有利于减少建设维护费用。

1.1.2 接入网的定界

接入网所覆盖的范围可由 3 个接口定界，网络侧经由 SNI 与业务节点相连，用户侧由 UNI 与用户相连，管理方面则经 Q3 接口与电信管理网（Telecommunication Management Network，TMN）相连，如图 17.6-2 所示。

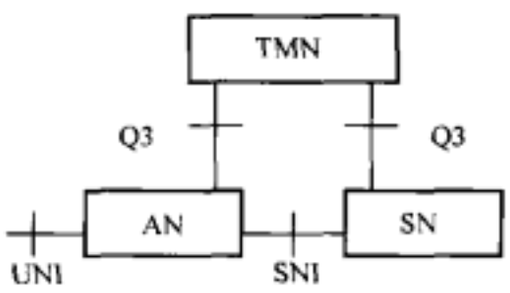


图 17.6-2 接入网定界

业务节点（SN）是提供业务的实体，是一种可接入各种交换型和永久连接型电信业务的网元。对交换业务来说，业务节点提供接入呼叫和连接控制信令，进行接入连接和资源分配处理。

业务节点接口（SNI）是接入网（AN）和业务节点（SN）之间的接口。通常，接入网（AN）需要支持大量的 SN 接入类型，按照特定 SN 类型所需要的能力，以及根据所选接入类型、接入承载能力和业务要求，可以规定合适的 SNI。

用户网络接口（UNI）是用户和网络之间的接口。在单个 UNI 的情况下，ITU—T 所规定的 UNI 应该用于 AN 中，以便支持目前所提供的接入类型和业务。

接入网的管理应纳入电信管理网（TMN）范畴，以便统一协调管理不同的网元。接入网的管理不但要完成接入网格功能块的管理，而且要完成用户线的测试和故障定位。

1.2 接入网的功能结构

接入网（AN）有五个基本功能组，即用户接口功能组（User Port Function，UPF），业务接口功能组（Service Port Function，SPF），核心功能组（Core Function，CF），传送功能组（Transport Function，TF）和系统管理功能组（System Management Function，SMF），如图 17.6-3 所示。

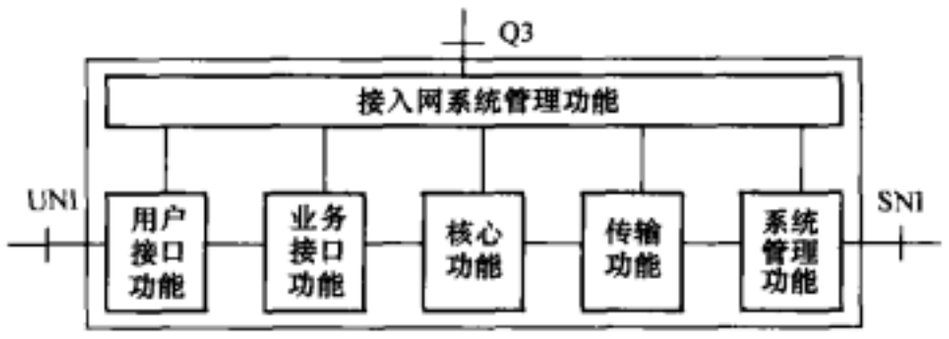


图 17.6-3 接入网的功能模型

（1）用户口功能组（UPF）直接与 UNI 相连，主要作用是将特定的 UNI 要求与核心功能组和管理功能组相适配。

（2）业务口功能组（SPF）直接与 SNI 相连，主要作用有：将特定 SNI 规定的要求适配进公用承载体，以便核心功能组进行处理；选择有关信息，以便在系统管理功能组中进行处理。

（3）核心功能组（CF）处于 UPF 和 SPF 之间，其主要作用是将各个用户口承载要求或业务口承载要求适配到公共传送承载体之中，包括对协议承载通路的适配和复用处理。

（4）传送功能组（TF）处于接入功能组之间，为接入网中不同地点之间公共承载通路提供传输通道，并进行相关传输媒质的适配。

（5）系统功能管理组（SMF）与其他四个功能组均有连接关系，其主要作用是对其他功能组进行管理，如配置、运行、维护等，进而通过 UNI 与 SNI 来协调 SN 和 UTE 的运作。

1.3 接入网的拓扑结构

接入网最基本的网络拓扑结构有 5 种类型，即星形结

构、环形结构、总线型结构、双星形结构及树形结构等，如图 17.6-4～图 17.6-8 所示。

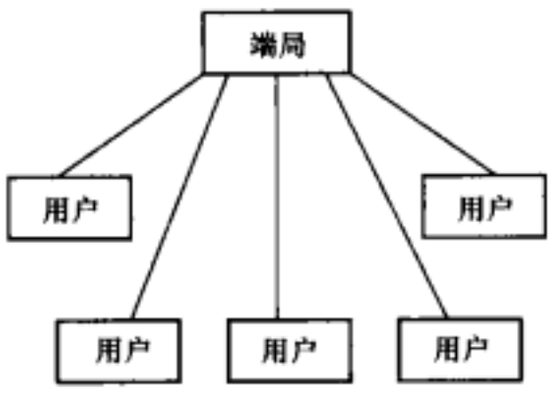


图 17.6-4 星形结构

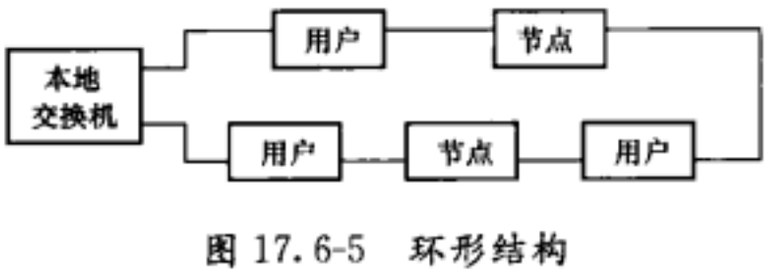


图 17.6-5 环形结构

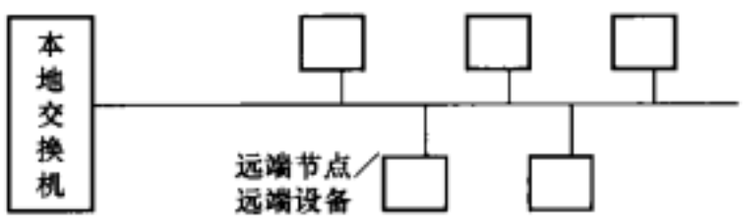


图 17.6-6 总线型结构

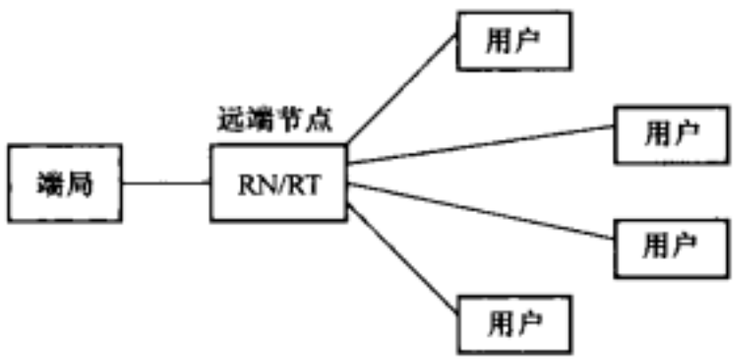


图 17.6-7 双星形结构

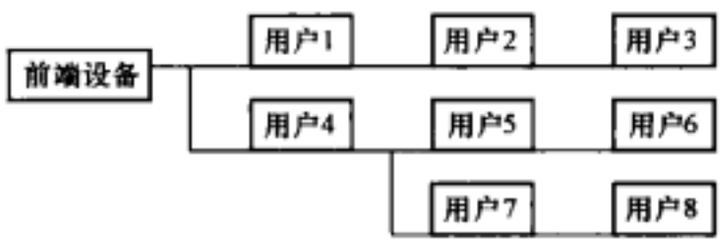


图 17.6-8 树形结构

1.4 接入网的分类

1.4.1 按传输媒质分类

按所用传输媒质的不同进行分类，接入网通常可分为有线接入网和无线接入网两大类。其中，有线接入网又分为铜线接入网和光纤接入网两类；而无线接入网又分为固定无线接入网和移动无线接入网两类。无线接入网包括蜂窝通信、地面微波通信和卫星通信等不同形式，它们分别采用不同频段的无线电波作为其传输媒质。在实际接入网中，有时会用到多种传输媒质，即用到铜线，又用到光纤，甚至还同时用到无线传输。这样便出现了所谓混合接入网。

1.4.2 按传输带宽进行分类

按传输带宽进行分类，接入网可分为窄带接入网和宽带接入网两大类。窄带和宽带是相对的，就目前的技术水平而言，传输速率大于 2Mbit/s 的接入网称为宽带接入网；传输速率低于 2Mbit/s 的接入网称为窄带接入网。

1.4.3 按传输技术分类

按采用的传输技术进行分类，铜线接入网通常可以被分成数字用户线（xDSL）接入、电缆调制器（Cable Modem）接入等；光纤接入网通常可被分为有源光网络（AON）、无源光网络（PON）等；无线接入网通常可被分为固定无线接入、移动无线接入、蜂窝无线接入以及卫星无线接入等。

1.5 IP 接入网

由于 Internet 的快速发展，下一代通信网将是基于 IP 技术的宽带综合网络。为了更有效地为用户提供多媒体综合化的 IP 业务，IP 接入网应运而生。

1.5.1 定义与定界

2000 年 11 月，ITU—T SG13 通过了 Y.1231 建议，对 IP 接入网做出了如下明确定义：IP 接入网是指在 IP 用户和 IP 业务提供者（ISP）之间，为提供所需的 IP 业务接入能力的网络实体的实现。

IP 接入网的参考模型，如图 17.6-9 所示。由图可见，IP 接入网连接 IP 核心网与用户网络（UN），它是由参考点（RP）来定界的。RP 是指逻辑上的参考连接，在某种特定的网络中，其物理接口不是一一对应的。

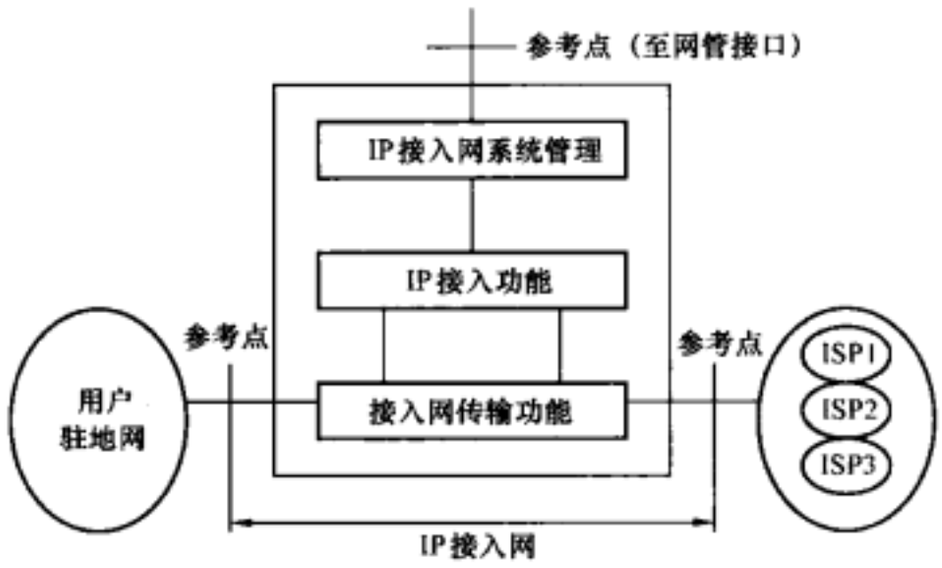


图 17.6-9 IP 接入网的参考模型

1.5.2 应用与位置

IP 接入网的任务是将不同的 UN 与 IP CN 连接起来，为各种用户终端提供综合的 IP 业务接入。在整个通信网中，IP 接入网的位置位于 UN 与 IP CN 之间。因此，它不仅包括各种传输功能（如复用、集中和交叉连接功能），还包括交换与选路功能以及计费功能。

1.5.3 主要特点

IP 接入网具有以下主要特点：

（1）支持 IP 用户在众多 ISP 之间进行服务选择：如使用 PPP 动态分配 IP 地址、地址翻译、授权接入、加密、计费和远程授权拨入用户业务以及服务器的交互等。

（2）传输媒质和传输技术呈多样性：如铜线接入、Cable TV 接入、光纤接入、固定无线接入、移动无线接入、卫星接入、其他混合接入、各种 LAN 技术等。

（3）接入方式呈多样性：IP 业务接入方式可分为五类，即直接接入方式、PPP 隧道方式（L2TP）、IP 隧道方式（Ipsec）、路由方式、多协议标记交换（MPLS）方式。

（4）接入速率呈多样性：IP 接入网能支持多种接入速率，如 ISDN—BRA、ISDN—PRA 接入、B—ISDN 接入等。

2 通信网常用接口

2.1 概述

接入网要支持多种业务的接入，在不同的配置下，要有不同的接口类型与信号方式。接入网的接口主要有用户网络接口（UNI）、业务节点接口（SNI）及管理接口（Q3）。

2.1.1 用户网络接口（UNI）

UNI 位于接入网的用户侧，是用户和接入网的接口。接入网通过 UNI 为用户提供各种业务服务，如模拟电话接

入（PSIN）、N—ISDN 业务接入，以及租用线业务接入等。

2.1.2 业务节点接口（SNI）

SNI 位于接入网的业务侧，是接入网与 SN 之间的接口。它独立于 SN 和交换机，支持很宽范围的接入类型，把不同业务的 SN 通过不同的 SNI 与接入网相连，进而向用户提供多种不同的业务服务。如果接入网的 SNI 侧与 SN 的 SNI 侧不在同一地点，则需要用透明传送通路进行远地连接。

2.1.3 管理接口（Q3）

Q3 接口是接入网与电信管理网（TMN）的接口，也是 TMN 与电信网各部分相连的标准接口。作为电信网的一部分，接入网的管理也应纳入 TMN 的管理范围之内。接入网通过 Q3 与 TMN 连接来实现 TMN 对接入网的管理与协调，从而提供用户所需的接入类型及承载能力。

2.2 用户网络接口

用户网络接口（UNI）是用户和网络之间的接口，在接入网中则是用户和接入网的接口，位于接入网的用户侧。

接入网通过 UNI 为用户提供各种业务服务，如模拟电话接入（PSIN）、N—ISDN 业务接入，以及租用线业务接入等。UNI 分为独立式和共享式两种，独立式 UNI 是指 UTE 通过 UNI 只能接入到一个 SN；共享式 UNI 是指一个 UNI 可以支持多个 SN，每个逻辑接入通过不同的 SNI 连向不同的业务节点。

UNI 主要包括 POTS 模拟电话接口（Z 接口）、ISDN 基本速率（2B+D）接口、ISDN 基群速率（30B+D）接口、模拟租用线 2 线接口、模拟租用线 4 线接口、E1 数字中继接口、V.35 接口、V.24 接口、CATV 接口等。

Z 接口是交换机和模拟用户线的接口。在当今的电信中，模拟用户线和模拟话机占有绝对多数。因此，任何一个接入网都需要安装 Z 接口，以接入数量众多的模拟用户线。

2.3 V5 接口

对不同的用户业务，要提供相应的业务节点接口，使之能与交换机相连。SNI 主要有两种，一种是对交换机的模拟接口（Z 接口）；另一种是数字接口（V 接口）以及对节点机的各种数据接口或针对宽带业务的各种接口。

本地交换机通常以模拟连接方式连接模拟用户线，随着光纤和数字用户传输系统的引入，要求接入网（AN）必须做到在本地交换机（LE）到用户终端（TE）之间实现透明的数字连接，这要求交换机提供数字用户接入能力，为此开发了本地交换机用户侧接口，统称为 V 接口。ITU—T 根据 1988 年版 CCITT 建议 Q.52 定义了 V1～V4 接口。1994 年 1 月，又召开了被命名为 V5 的新型接口规范的研讨，引入了 V5 接口。

3 有线接入技术

接入网可分为有线接入网和无线接入网。有线接入网包括铜线接入网、光纤接入网和混合光纤/同轴电缆接入网。无线接入网包括固定无线接入网和移动接入网。

3.1 xDSL 接入技术

在有线接入网中，常用的传输介质包括双绞线、同轴电缆、光缆等几种。目前大部分接入网仍是铜缆。所谓铜线接入技术是指在非加感的用户线路上，通过采用先进的数字信号处理技术来提高双绞线的传输容量，向用户提供接入各种业务的手段。

数字用户线（Digital Subscriber Line，DSL）技术是 20 世纪 80 年代后期的产物，是采用不同调制方式将信息在现有的公用电话交换网（PSTN）引入线上高速传输的技术。xDSL 中的 x 代表了各种数字用户环路技术，包括 ADSL、RADSL、HDSL、SDSL、VDSL 和 MDSL 等。xDSL 技术允许多种格式的数据、话音、视频信号通过铜线从局部端传给远端用户，可以支持高速 Internet/Intranet 访问、在线业务、视频点播、电视信号传送、交互式娱乐和话音等，并传送到企事业单位、小公司、家庭、消费市场和校园等。xDSL 技术主要用于综合业务数字网（ISDN）的基本速率业务，在一对双绞线上获得全双工传输，因而，它是最现实、最经济的宽带接入技术。

xDSL 技术的优点是充分利用现有的铜缆实现扩容和提供宽带业务。其缺点是通信质量较难提高，传输距离较短，必须解决好回路均衡、脉冲干扰、近端串音等问题。

3.1.1 高比特率数字用户线（HDSL）

HDSL 是一种对称的高速数字用户环路技术，上行和下行速率相等，可利用现有电话线铜缆用户线中的 2 对或 3 对双绞线来提供全双工的 1.544Mbit/s（T1）或 2.048Mbit/s（E1）的数据信息传输能力。可用于 ISDN 的一次群接入及 DDN 中的高速数据用户接入等。调制方式通常采用 2B1Q 或无载波调幅/调相 CAP 两种线路编码方式，其无中继传输距离约为 4～7km。

3.1.2 非对称数字用户线（ADSL）

ADSL 是一种新的 Modem 技术，可以利用现有的电话线实现高速数据通信，并保持原有的话音业务，可以提供快速的互联网接入、电视会议、交互式多媒体以及视频点播等业务所需的必要带宽。

ADSL 允许在一对双绞铜线上，在不影响现有 POTS 电话业务的情况下，进行非对称高速数据传输。其理论上的最高下传速率可以达到 8Mbit/s，上传速率可以达到 1.5Mbit/s。另外，一小部分的带宽可以用来传输语音信号，用户可以同时打电话而不用再使用第二条电话线。这种基于普通电话线的宽带接入方式，已成为最受欢迎的宽带网络接入方式之一。

3.1.2.1 ADSL 的工作原理

（1）频谱划分。传统上在双绞线上传输话音只使用了 4kHz 以下的带宽，而在 ADSL 技术中则将带宽的上限扩展到 1.1MHz。通常 ADSL 将铜线带宽划分成 3 部分：低频段仍用来传送普通话音，高频段被划分成上行和下行两个数据信道，如图 17.6-10 所示。

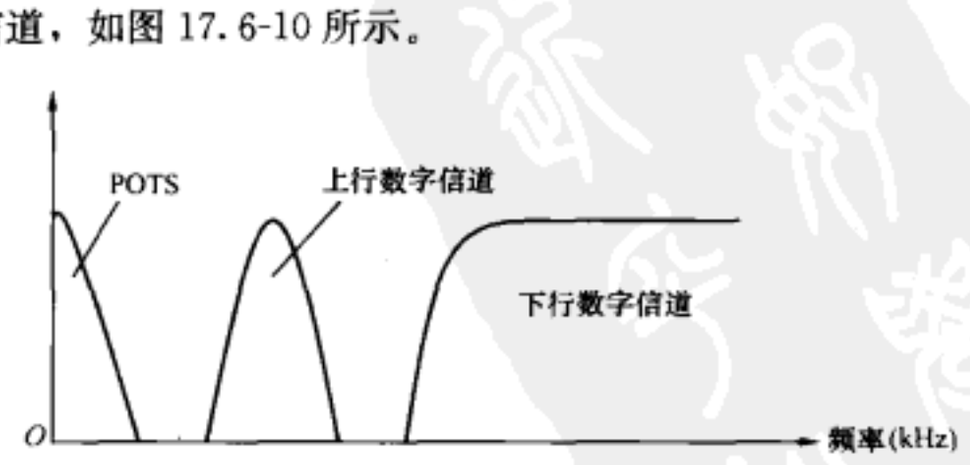


图 17.6-10 ADSL 的频谱划分

（2）调制方式。可用于 ADSL 的调制方式主要有无载波幅度相位调制（CAP）和离散多载波（DMT）。由于 DMT 已经成为国际标准，因此越来越多的 ADSL 设备选用 DMT 作为线路编码调制方式。

DMT将信道划分成若干子信道，每个子信道利用单独的载波进行QAM调制。ANST标准的ADSL系统下行采用256信道，而上行采用32信道，每个信道的带宽是4.3125 kHz，如图17.6-11所示。

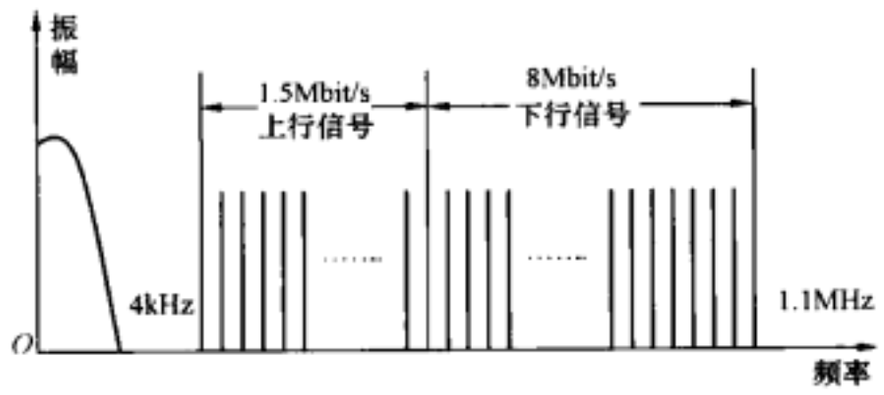


图17.6-11 调制方式示意图

(3) 编解码。在DMT方式下，每个载波单独判断噪声和信道情况，以获得最佳的传输速率。

(4) POTS分路器。ADSL通常包括一个POTS分路器，允许同时接入话音和数据业务。

在用户驻地侧，POTS分路器通常安装在网络接口卡(NID)处。POTS分路器的实质是带通滤波器，允许电话信号和ADSL信号驻留在同一铜线环路中而彼此互不干扰。

3.1.2.2 ADSL的技术特点

与现有的一些宽带接入方式相比，ADSL具备独特的优势：

(1) ADSL采用了先进的调制技术，使接入速率大大提高。

(2) ADSL技术利用现有的铜线对，能够充分利用现有的投资和经验。

(3) ADSL技术可以将数据业务从公众交换电话网转移到数据网中，缓解了由大量互联网业务涌入电话网而引起的日益严重的电话网拥塞问题。

(4) ADSL的电源由运营公司在铜线上提供，即使本地电源系统出现故障，线路也可以工作。

但是，ADSL技术目前尚存在一些不足之处：

(1) ADSL的传输距离受业务速率和铜线本身特点的限制。

(2) 同一电缆束中的不同线对之间容易产生串音干扰。

3.1.3 对称数字用户线(SDSL)

对称数字用户线(Symmetric Digital Subscriber，SDSL)使用一对铜双绞线对在上/下行方向上实现E1/T1传输速率的技术，是HDSL的一个分支。它采用2B1Q线路编码，上行与下行速率相同，传输速率由几百kbit/s到2Mbit/s，传输距离可达3km左右。

SDSL上下对称DSL或单线对DSL，它在一对双绞线上最大提供768kbit/s的速率，传输的最大距离为304.8m(1000英尺)。

3.1.4 速率自适应数字用户线(RADSL)

速率自适应数字用户网(Rate ADSL，RADSL)能够自动、动态地根据所要求的线路质量调整自己的速率，为远距离用户提供质量可靠的数据网络接入手段。RADSL是在ADSL的基础上发展起来的新一代接入技术，其传输距离可达5.5km左右。

RADSL速率自适应非平衡DSL它能提供下行(1.5～8Mbit/s)的速率，上行(16～640kbit/s)的速率，并使用一线对。它的特点是能根据本地环路的好坏动态地调整其接入速率，特别适用于下雨、气温特别高的反常天气。

3.1.5 甚高比特率数字用户线(VDSL)

甚高比特率数字用户线(Very High Speed DSL，VDSL)是ADSL的发展方向，是目前最先进的数字用户线技术。VDSL通常采用DMT调制方式，在一对铜双绞线上实现数字传输，其下行速率可达13～52Mbit/s，上行速率可达1.5～7Mbit/s，传输距离约为300m～1.3km。利用VDSL可以传输高清晰度电视(HDTV)信号；但它仍未实现标准化。

VDSL甚高速率DSL。它的下行最高速率为50Mbit/s，上行最大为(1.5～6Mbit/s)，最大传输距离为1000英尺。它采用光纤或ATM技术从光纤网络单元连接到当地ISP。

3.1.6 用户自定义数字用户线(CDSL)

用户自定义数字用户线(Customer DSL，CDSL)用户自定义的DSL。它的下载速率下行为1Mbit/s，上行(16～128kbit/s)；使用一线对。它的特点是语音分离器从CDSL中分离出去，这样可以方便用户的安装。

3.2 光纤接入技术

3.2.1 光纤接入网(OAN)

光纤接入网(Optical Access Network，OAN)是指在接入网中用光纤作为主要传输媒质来实现信息传送的网络形式，泛指本地交换机模块与用户之间采用光纤通信或部分采用光纤通信的系统。目前常用的光纤传输复用技术有时分复用(TDM)、波分复用(WDM)、频分复用(FDM)、码分复用(CDM)等。

OAN由光线路终端(OLT)、光配线网(ODN)、光网络单元(ONU)及接入功能模块(AF)四大部分组成。OLT为ODN提供网络接口并连至一个或多个ODN；ODN为OLT和ONU提供传输；ONU为OAN提供用户侧接口并与ODN相连。根据光网络单元(ONU)的位置，光纤接入方式具体可分为光纤到远端接点(FTTR)、光纤到大楼(FTTB)、光纤到路边(FTTC)、光纤到小区(FTTZ)、光纤到用户(FTTH)及光纤到办公室(FTTO)，如图17.6-12所示。

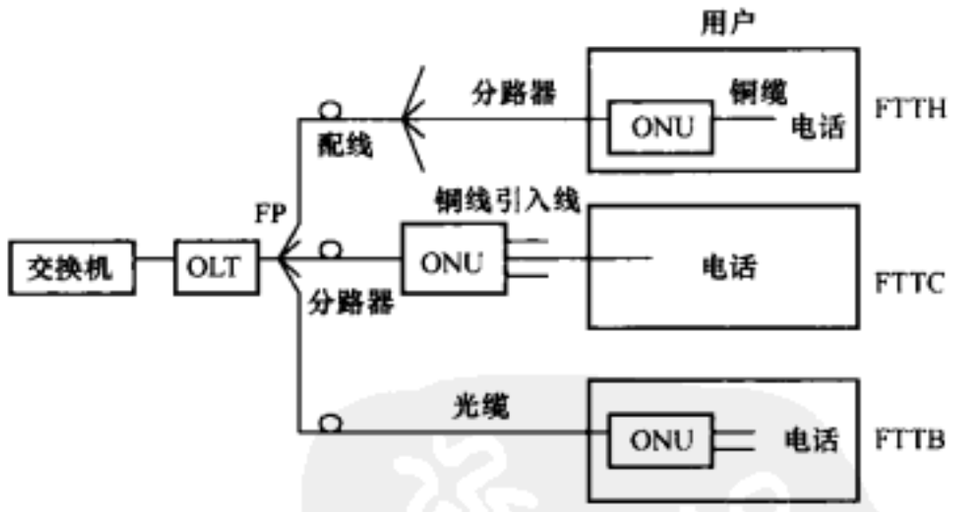


图17.6-12 光纤接入方式

光纤通信的最大优点就在于具有极大的传输容量，从而大大降低了传输的费用。光纤接入可以提供足够的带宽而满足电信业务向声音、数据、影像相结合的多媒体宽带业务转变的要求。光纤通信能传输宽带业务，且传输质量好，可靠性高。

目前光纤接入网从技术上可分为两大类：无源光网络(Passive Optical Network，PON)和有源光网络(Active Optical Network，AON)。

(1) 无源光网络(PON)就是光纤接入网(OAN)中的光配线网(ODN)，全部由光分路器(Optical Splitter)等无源器件组成，且不含任意有源节点的光接入网。

（2）有源光网络（AON）则采用有源的电分路器分路。有源光接入网主要是指综合的数字环路载波（IDLC）系统。这种系统实际是一种古老的电路倍增技术，但采用了现代光电子和微电子技术以及 Vn 开放接口，可以支持电话、ISDN 以及低速数据业务。但其本质仍然是窄带技术，支持的业务有限。

3.2.2 以太网无源光网络（EPON）技术

以太网无源光网络（Ethernet Passive Optical Network，EPON）是按照 IEEE 802.3 标准以太网帧的传输方式，利用无源光网络（Passive Optical Network，PON）来实现宽带数据业务接入的一种光接入方式。EPON 通过以太网技术、动态带宽分配（Dynamic Bandwidth Allocation，DBA）算法，提高带宽的利用率并保证服务质量控制（QoS），完成宽带数据业务接入。

典型的 EPON 系统由 OLT、ONU、POS 组成：

（1）OLT（Optical Line Terminal）配置在中心机房。下行方向，OLT 提供面向无源光纤网络的光纤接口；上行方向，OLT 提供 GE（Gigabit Ethernet）。OLT 支持 ATM、FR 以及 OC3/12/48/192 等速率的 SDH/SONET 的接口标准。OLT 通过支持 E1 接口来实现传统的 TDM 话音的接入。OLT 是控制中心，具备网络管理的功能。

（2）ONU（Optical Network Unit）配置在用户侧。ONU 采用以太网协议，实现以太网二层交换和三层路由功能，ONU 对用户数据透明传送。

（3）POS（Passive Optical Splitter）是无源光纤分支器。是连接 OLT 和 ONU 的无源设备。POS 分发下行数据，集中上行数据。POS 部署灵活，可以进行多级连接。

EPON 中加密机制中有两种方案：一是公钥加密算法 RSA 和对称加密算法 AES 相结合，将 AES 的密钥先用 RSA 算法加密后在网络中传给对方；二是公钥加密算法 ECC 和 AES 相结合，利用椭圆曲线方程产生会话密钥。

3.3 以太网接入技术

传统的以太网并不属于接入网范畴，而属于用户驻地网领域，它是一种局域网技术。以太网接入技术与传统的用于局域网的以太网技术不大一样，它仅仅借用了以太网的帧结构和接口。两种技术的网络结构和工作原理完全不同。以太网接入技术具有高度的信息安全性，电信级的网络可靠性，强大的网络管理功能，并且能保证用户的接入带宽。

3.3.1 基于以太网技术的宽带接入网的网络结构

基于以太网技术的宽带接入网的网络结构，如图 17.6-13 所示。它是由局侧设备和用户侧设备组成，局侧设备一般位于小区内，用户侧设备一般位于居民楼内。局侧设备提供与 IP 骨干网的接口，用户侧设备提供与用户终端计算机相接的接口。局侧设备具有汇聚用户侧设备网络管理信息功能。

以太网接入能给每个用户提供 10Mbit/s 或 100Mbit/s 的接入速率，完全能满足用户对宽带接入的需要。

3.3.2 现有技术方案的特点

以太网技术发展到今天，特别是交换机型以太网设备和全双工以太网技术的发展，使得人们开始思考将以太网技术应用到公用的网络环境，主要的解决方案有以下两种：VLAN 方式和 VLAN+PPPoE 方式。

（1）VLAN 方式。在 VLAN 方式中，局域交换机的每一个端口配置成独立的 VLAN，享有独立的 VID。将每个用户端口配置成独立的 VLAN，利用支持 VLAN 的局域交换机进行信息的隔离，用户的 IP 地址被绑定在端口的

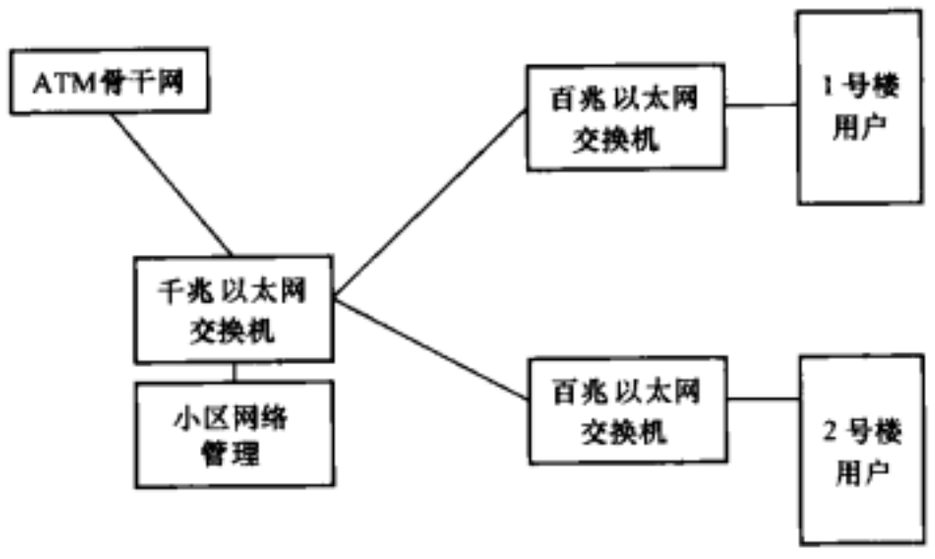


图 17.6-13 宽带接入网的网络结构图

VLAN 号上，以保证正确的路由选择。

在 VLAN 方式中，利用 VLAN 可以隔离 ARP、DHCP 等携带用户信息的广播消息，从而使用户数据的安全性得到了进一步提高。

（2）VLAN+PPPoE 方式。VLAN+PPPoE 方式方案可以解决用户数据的安全性问题，同时由于 PPP 协议提供用户认证、授权以及分配用户 IP 地址的功能，所以不会造成上述 VLAN 方案所出现的问题。但是面向未来网络的发展，PPP 仅是一个点到点的技术，并不能支持组播业务，所以还有待提出更好的解决方案。

3.4 混合光纤/同轴接入技术

混合接入网是指接入网的传输介质采用光纤和同轴电缆混合组成，主要有三种方式，即光纤/同轴电缆混合（HFC）方式、交换性数字视像（Switched Digital Video）方式以及综合数字通信和视像（Integrated Digital Communication and Video）方式。下面着重介绍光纤/同轴电缆混合（HFC）方式。

3.4.1 光纤/同轴电缆混合（HFC）系统的组成与原理

光纤/同轴电缆混合（HFC）是有线电视（CATV）网和电话网结合的产物，是目前将光纤逐渐推向用户的一种较经济的方式。HFC 技术的工作原理，如图 17.6-14 所示。局端把视像信号和电信业务综合一起，利用光载波，将信号从前端通过光纤馈线网传送至靠近用户的光节点上，光信号经过 ONU 恢复为原来的电信号，然后用同轴电缆分别送往各个用户的网络接口单元（Network Interface Unit），每个 NIU 服务于一个家庭。NIU 的作用是将整个电信号分解为电话、数据和图像信号后，再送到各个相应的终端设备。对模拟视像信号来说，用户可以利用现有的电视机，无需外加其他设备来接收电视信号。



图 17.6-14 HFC 技术工作原理

HFC 是一种副载波调制系统，是以副载波去调制光载波，然后将光载波送入光纤进行传输。HFC 的最大特点是技术上比较成熟，价格比较低廉，同时可实现宽带传输。无论是数字信号还是模拟信号，只要经过适当的调制和解调，都可以在该透明通道中传输，有很好的兼容性。

3.4.2 HFC 的频谱分析

HFC 采用模拟光传输方式，其频谱安排如图 17.6-15 所示。

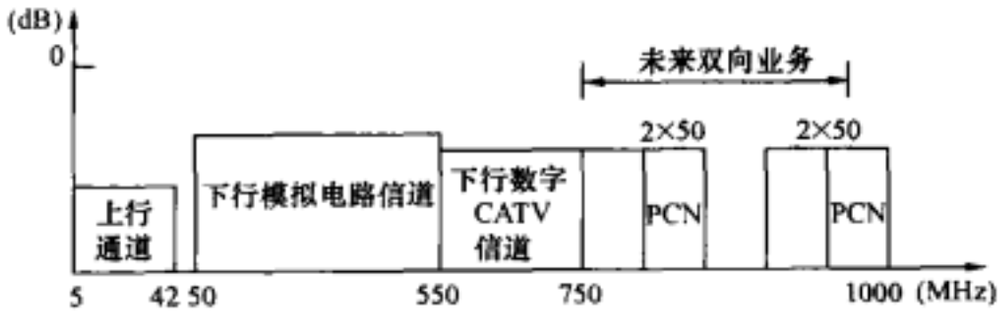


图 17.6-15 HFC 典型的频谱安排

HFC 系统的上行频段为 5～42MHz，共 37MHz 的带宽。其中，5～8MHz 可以传送状态监视信号，8～12MHz 可传送 VOD 信令，15～40MHz 可用来传送电话信号。

50～1000MHz 频段用于下行通道，其中 50～550MHz 频段用来传送现有的模拟 CATV 信号，每一路的带宽为 6～8MHz，因而总共可以传输各种不同制式的电视信号 60～80 路。

550～750MHz 频段允许用来传输附加的模拟 CATV 信号或数字 CATV 信号，但目前倾向于传输双向交互型通信业务，特别是 VOD 业务。

750～1000MHz 频段已明确仅用于各种双向通信业务，其中，2×50MHz 频带可用于个人通信业务，其他未分配的频段可以有各种应用以及应付未来可能出现的其他新业务。

实际 HFC 系统所用标称频带为 750、860 和 1000MHz，目前用得最多的是 750MHz 系统。

4 无线接入技术

目前，对接入网的研究工作已越来越为人们所重视，除了无源光纤接入技术外，基于无线电收发技术的无线接入网（Wireless Access Network，WAN）或无线本地环路（Wireless Local Loop，WLL）也受到了极大的重视。无线接入（Wireless Access，WA）不但具有开发运营成本低，投资回报快，易扩展，受自然环境、地形及灾害影响小，组网灵活快捷等优点，而且也是实现未来任何人在任何时间、任何地点以任何方式与任何人通信的目标所不可缺少的一部分。

目前的无线接入网不仅提供话音，还支持传真、数据、图像，甚至是 HDTV、高速 Internet 接入等业务。现代 WLL 采用的技术有蜂窝通信技术、数字无绳电话技术、微波通信技术、集群通信技术和卫星通信技术等。当前，对于无线接入网的研究工作主要集中在基于无线接入特征的专用系统设计，基于 CDMA 无线接入网的研究，宽带化技术的研究以及标准化工作的研究。由于同温层航空平台位置稳定性问题的解决，同温层通信（Stratospheric Communicate），也逐渐兴起，它具有陆地通信和卫星通信的共同优势，作为无线接入系统具有巨大的潜力。

4.1 无线数据网

4.1.1 无线接入网结构原理

接入网（AN）是指业务节点接口（SNI）到用户网络接口（UNI）之间的一系列实施系统。无线接入网是指在接入网中用无线传输手段部分或全部取代传统用户线中的馈线段、配线段以及引入线的通信系统。

无线接入，根据其所采用的多址方式可分为 FDMA、TDMA、CDMA 以及混合多址等接入方式；根据所用的网络技术可分为蜂窝、无绳电话、微波、集群以及卫星等接入方式；根据用户的移动性又可分为固定无线接入（Fixed Wireless Access，FWA）和支持用户低速移动的移动无线接入（Mobile Wireless Access，MWA），其中固定无线接入又可分为地面接入（Ground Wireless Access，GWA）和卫星接入（Satellite Wireless Access，SWA）等。

无线接入网在通信网中的位置，如图 17.6-16 所示。它有两种实现方法：一是通过基站直接连接到有线网络的本地中心交换局（Local CO Switch），简称中心局（Central Office，CO），中心局为其提供计费和数据库等功能；另一种方法是基站连接到 PBX，再经过 PBX 连接到中心局。无线接入网大致由基站控制器（Base Station Controller，BS），基站收发器（Base Transceiver Station，BTS），用户终端（Subscriber Terminal，ST）和网络管理系统（Network Manage System，NMS）四个功能模块构成。

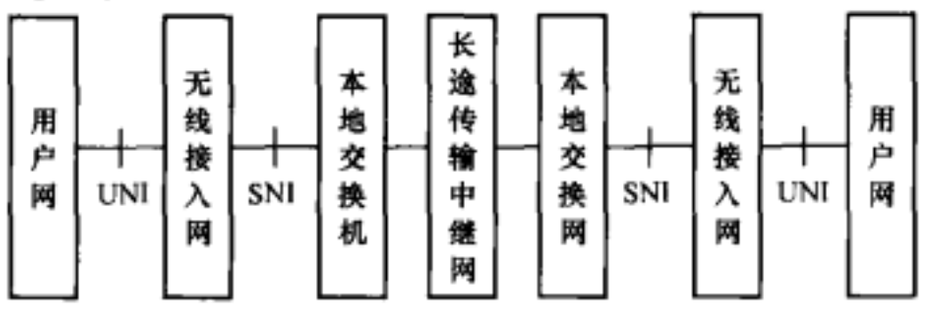


图 17.6-16 无线接入网在通信系统中的位置

4.1.2 无线接入网的主要技术

目前无线接入网主要采用以下几种技术：

4.1.2.1 蜂窝技术

采用这种技术的无线接入系统称为固定蜂窝系统，即蜂窝系统的用户终端是固定的。当前无线接入网主要采用现已比较成熟的模拟蜂窝技术（如 NMT、AMPS、TACS 等）和数字蜂窝技术（如 GSM、E—TDMA、CDMA、D—AMPS 等）。

基于模拟蜂窝系统的无线接入网主要出现在 20 世纪 80 年代中期，一般使用 150、450、800/900MHz 频段，采用 FDMA 多址方式。其覆盖范围大、技术成熟，但在抗干扰、频率利用率、容量和保密性方面较差，而且不支持数据业务，系统复杂、成本高。

基于数字蜂窝系统的无线接入网出现在 20 世纪 90 年代，主要使用 800/900MHz，以及 1.9GHz 频段，使用 P/4QPSK、MSK 等调制技术，采用先进的 TDMA 或 CDMA 以及混合多址方式。技术较成熟、覆盖范围大、系统容量大（一般几百个用户/基站），数据速率高（几十 kbit/s）、保密性好、并可支持 ISDN，能提供一定的数据业务及图像业务。但是由于采用低速率话音压缩技术使话音质量较有线接入网差，同时，系统复杂、成本高。

基于蜂窝技术的无线接入网一般采用大区制或微区制，适应于农村、山区、海岛以及城市郊区等地。

4.1.2.2 数字无绳电话技术

数字无绳电话技术实质上是一种微蜂窝无线技术。这类技术主要包括欧洲的 CT2、DECT，北美的 PWT、PACS，日本的 PHS 等。

基于数字无绳电话技术的无线接入系统一般具有覆盖范围小、系统容量大、无需频率规划、话音质量好等特点。

但是，由于这种无线接入系统覆盖范围小，电波的不确定性因素更大，使得在大容量情况下，进行城市微小区（平面与立体）的规划难度更大。

4.1.2.3 数字微波通信技术

微波接入有微波一点多址和微波环路两种。微波环路可由 SDH（Synchronism Digital Hierarchy）或 PDH（Plesiochronous Digital Hierarchy）构成，但无论 PDH 或 SDH 均

要与用户环路载波设备配合使用才能到达用户。在无线接入网中，微波一点多址比微波环路更常见，一点多址的系统包括一个中心站和不同方向的若干外围站，中心站与中心交换局直接相连，站与站之间的距离一般在 5～50km，若采用中继可将通信距离扩展到几百公里以上，它适合于农村、山区、海岛等架设有线困难、用户数量少、通信量小的地区。

4.1.2.4 集群通信技术

基于集群通信技术的无线接入网一般采用 150、400、800MHz，其通道容量较小，但一般具有管理方便，操作简单，扩展灵活且能提供集群通信所特有的组呼、群呼以及调度等功能，很多系统还可与 GPS 定位系统相结合，作为公安消防等使用的专网。

4.1.2.5 卫星通信技术

卫星接入是遥远边疆地区、沙漠、海中孤岛接入外界通信网的几乎唯一的选择，但由于卫星通信费用昂贵、传输时延大，因而在无线接入网中的应用情况较少，但由于其覆盖面广、距离远、频带宽、容量大、传输稳定可靠、质量高等优点，而在无线接入中具有不可替代的地位，其应用潜力也很大。目前正在大力建设的铱星系统，使大范围的卫星接入成为可能。

4.1.2.6 第四代（4G）移动通信系统

在无线接入方面，第四代（4G）移动通信系统与技术是目前移动通信领域的研究热点。4G 通信技术比 3G 以及现有通信技术具有通信速度更快、网络频谱更宽、智能性更高、终端兼容性更好等优点。4G 具有非对称超过 2Mbit/s 的数据传输能力，对全速移动用户能提供 150Mbit/s 高质量的影像传输服务。4G 移动通信的物理层以 OFDM 技术为核心，MIMO 等技术为辅助，提高了频谱的利用。IEEE80220 标准为移动宽带无线接入标准，标准的目标是支持 4Mbit/s 的数据速率，频率为 3.5GHz，IEEE802.16e 无线城域网标准，最大标称带宽为 70Mbit/s，支持高速移动。

4.2 卫星 Internet 接入技术

卫星通信的宽覆盖范围、良好的广播能力和不受各地地域条件限制的优点使卫星通信正在发挥着越来越重要的作用。移动通信和 Internet 网的融合推动着技术的发展和用户需求的提高，所以提供更宽的带宽和更快的接入速度已是形势所需，卫星因特网的应用正在成为互联网接入的新热点。

4.2.1 卫星 Internet 接入技术的主要优点

（1）能为较低的成本价格提供较宽的带宽，从卫星上下载的速率目前最高可达 60Mbit/s 以上。

（2）广播式服务。卫星是一种有效的广播媒体，它具有从单个轨道位“看到”全球 1/3 的特点。多信道广播将是未来 Internet 的一项新业务。

（3）对终端用户实现地址化管理，从而为用户及时提供所需信息。

（4）通信成本与距离无关。

（5）利于实现移动宽带 Internet。

卫星通信虽然具有上述优越性，而卫星通信为适应因特网业务的传输，也需要引入新的技术。这些新技术主要是卫星通信的因特网宽带传输和卫星链路的 TCP/IP 性能改进两方面。

4.2.2 卫星因特网的宽带传输解决方案

现在加速因特网传输的卫星解决方案基本上为两种：一是利用宽带卫星的双向传输，二是利用卫星的高速下载和地面反馈的外交互的方式。

4.2.2.1 宽带卫星的双向传输

卫星网络的宽带化趋势体现在超大容量的卫星、星座系统的发展。超大容量的卫星和星座系统不断扩展新的宽带工作频段，在使用传统的卫星通信 L、C 和 Ku 波段的基础上，积极推广能有更宽带宽的 Ka 频段。超大容量卫星支持多样宽带卫星直播业务、便携式卫星终端。大容量卫星和星座系统进一步支持宽带互联网和移动卫星通信。

卫星因特网宽带应用有两个关键技术：一是组播技术，二是推技术。卫星因特网接入系统的最大特点是利用卫星通信广播技术实现组播，它是一项支持数据广播和用户有权限接受、充分利用网络带宽的新技术，其目的在于同时向许多企业或个人发送信息时，减少网络中流量，从而减少引起网络拥堵的可能性。推技术是根据用户的要求，自动搜索用户最可能发生兴趣的信息，利用卫星信道空闲时间将大量数据高速地发送给用户，从而减少用户获取信息的等待时间，同时也可减少网络拥堵的可能性。

4.2.2.2 卫星外交互通信技术

外交互式通信系统主要是针对目前网络中业务可传输特点提出的，互联网中，不平衡传输现象非常严重。在传统的交互式通信模式中，上下行信道一般都是对称的，信息往返传输多是在同一物理链路上实现。这对于非对称模式的数据传输是不太合适的。外交互式通信则基于非对称传输模式：一是上下行的传输带宽可以不相等；二是可以通过两种物理链路分别作为上下行信道来实现交互通信。

外交互式卫星通信就是上行利用卫星信道，而下行采用其他反向通信设备，如利用电话拨号、局域网等技术进行反向数据通信，从而降低整个系统的成本。

4.2.3 卫星因特网中 TCP/IP 传输的改进

仅仅利用卫星的高速信道无法真正实现 Internet 数据的无差错传输，也无法支持网络应用。TCP/IP 协议是目前计算机网络普遍采用的一种传输协议。然而卫星通信，特别是同步轨道卫星通信系统，存在时延长、误码率高和带宽不对称等问题，严重影响了 TCP/IP 的性能。为此，需要采用优化措施来改善卫星 TCP/IP 性能。优化措施包括减少卫星链路上 TCP 的负荷，使用协议转换网关等。

4.2.3.1 TCP 协议的改进

可调整的参数可用于增强 TCP 的性能，包括数据段、定时器和窗口的大小。TCP 实现中含有大量拥塞避免算法，如慢启动、选择重传和选择确认，它通常能改进像 Internet 这样的共享网络的性能。但在许多拥塞控制算法中，特别是慢启动中，当中等数据正在一个具有较大带宽延迟性的链路上传输时，会产生端到端断通信的低效带宽利用问题。对此需要采取相应的解决办法：

（1）加大初始窗口。

（2）快速重传和快速恢复。

（3）选择性确认改进。

（4）非对称性考虑。

（5）ACK 控制方案。

4.2.3.2 基于网关的特殊措施

TCP 协议采用的是端到端的控制方式。将拥塞控制放在拥塞发生的网关，对拥塞控制具有直接性，具有较好的改进效果。协议网关既可以是单独的设备，也可以将功能集成到卫星调制解调器中。它截取来自客户机的 TCP 连接，将数据转换成卫星传输的卫星协议；然后在卫星线路的另一端将数据还原成 TCP，以达成与服务器的通信。整个过程中，协议网关将端到端的 TCP 连接分成三个独立的

部分：一是客户机与网关间的远程 TCP 连接；二是两个网关间的卫星协议连接；三是服务器方网关与服务器间的 TCP 连接。

这一结构采取分解端到端连接的方式，既保持了对最终用户的全部透明，又改进了性能。主要方法为：

(1) 随机及早监测。

(2) 明确拥塞指示。

(3) 延时确认。

接入网市场是多种新旧技术、多种传输手段共存竞争的领域，采用何种类型的接入网应该根据具体情况而定。

就电信网络而言，具备了庞大的双绞线网络，ADSL 已经是成熟的技术，并得到广泛的应用，采用 ADSL 技术将是较好的选择。有线电视系统主要靠电缆接入用户，基于光纤一铜缆构架上的 HFC 网络将是有线电视接入网的最佳选择。

无线接入网将在低密度的分散小用户群领域、急需电话用户线的地区以及有地理障碍的地区占有重要地位。对于正在建设固定有线接入网的地区，无线接入可作为过渡手段迅速提供新用户线。农村网环境下无线一点多址技术具有经济性和灵活性。

接入网的共同趋势是逐渐将光纤化推向用户。FTTC 将逐渐向 FTTH 发展，而 FHC 将逐渐从较大节点向较小节点发展，然后逐渐将光纤推进至分支点（FTTT）甚至实现 FTTH。光纤到户后，就消除了 FTTC 中的金属引入线和 HFC 中的同轴电缆，避免了金属腐蚀等问题，接入网的瓶颈也随之消失。

总之，随着接入网业务的不断增多，所需的网络带宽将会越来越宽，交互性越来越强，接入网的宽带化将是不可避免的趋势。接入网市场将会成为未来几年信息产业中最炙手可热的市场之一。

第 7 章 电力通信网络支撑系统

支撑系统即支撑网，用于传送各种监测、控制信息，以确保通信网中各种业务正常运行。信令系统、同步系统和网络管理系统是电力通信网的三大支撑系统。

1 电力通信网的信令系统

1.1 信令

信令是建立、维持和拆除通信连接的控制信号，是用户与网络节点、网络节点与网络节点之间通信的语言。信令系统指挥传输系统、交换系统和终端协同运行，在指定的终端之间建立临时通信通道，保证各设备协调动作并传递各种话音及非话音信息，是可靠地进行路由选择和分配控制消息等功能的基础，是维持网络正常运行不可缺少的系统。专门传送信令的网络称为信令网。

1.2 NO.7 信令系统

1.2.1 系统功能

No.7 信令是国际标准化的通用开放终端公共信道信令标准。No.7 信令系统由用户部分（UP）和消息传递部分（MTP）组成。用户部分主要包括电话用户部分（TUP）、数据用户部分（DUP）和 ISDN 用户部分（ISDN—UP）。消息传递部分的主要功能是为用户部分提供信令信息的可靠传递，分为数据链路功能（第一功能级）、信令链路功能（第二功能级）和信令网功能（第三功能级）。

数据链路定义了信令数据链路的物理、电气和功能特性，是信令传递的物理介质。信令链路功能规定了信令消息在一条信令数据链路上传递的功能和程序，包括信号单元分界、信号单元定位、差错监测、差错校正、初始定位、信令链路差错率监视和流程控制等。信令网功能规定在信令点之间传递消息的功能和程序，包括信令消息处理和信令网管理。

1.2.2 系统规程结构

No.7 信令系统分为 4 级结构，包括为各个用户功能提供通信功能的消息传递部分（MTP）、与智能网有关的信令连接控制部分（SCCP）、ISDN 用户部分（ISUP）、电话用户部分（TUP）、事务处理能力应用部分（TCAP）、智能网应用部分（INAP）、操作维护应用部分（OMAP）和移动应用部分（MAP）等功能模块，如图 17.7-1 所示。

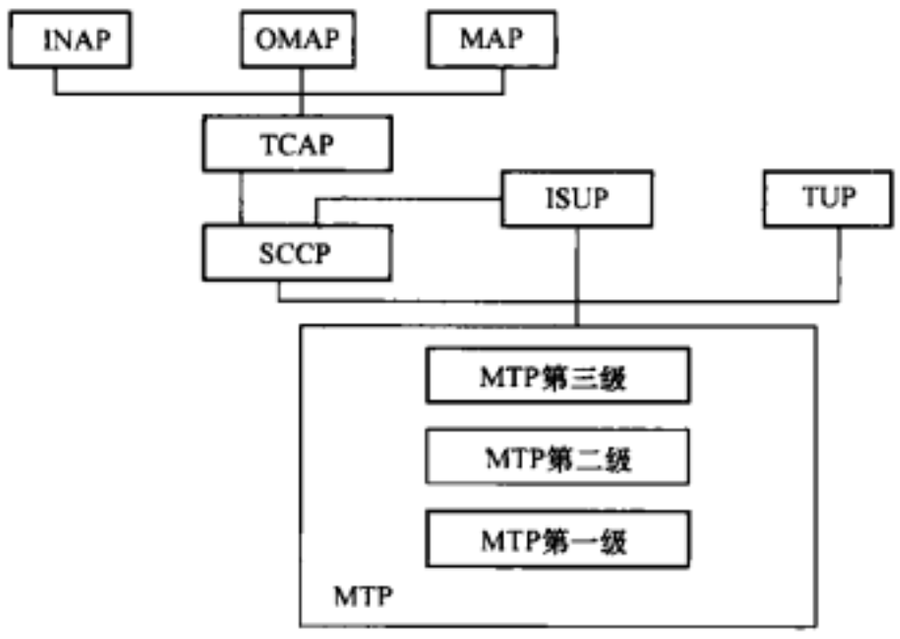


图 17.7-1 No.7 信令系统的规程结构

规程对应于 OSI 参考模型中的运输层、会话层和表示层还未开发，但 TCAP 加上任何运输层、会话层和表示层的服务及协议构成了应用层协议，提供传送远端操作及响应的协议数据单元和端到端的连接。

1.2.3 NO.7 信令的应用

信令连接控制部分（SCCP）、事务处理能力应用部分（TCAP）和智能网应用部分（INAP）可用于实现智能网业务。SCCP 位于 MTP 之上，为 MTP 提供附加功能，具有自己的用户，包括 ISUP 和 TC 等。SCCP 按其向上层提供的业务功能分为 4 个协议类；事务处理能力应用部分（TCAP）与 SCCP 相配合，提供信令网中两节点间快速有效地传送信令数据的能力，使各种业务的增加更具灵活性。

1.3 Q 信令系统

Q 信令系统，即 ITU-T 定义在数据链路层上的 Q.921 协议、网络层上的 Q.931 协议以及在此基础上扩展的附加业务和网络应用功能，允许不同的专用集成服务网络交换（PINX）以统一的数字标准互联。Q 信令是基于欧洲电信标准 ETSI 300—102 的专网信令，属于 PRI（基群速率接口，即 30B+D）的一种，其接口速率为 2048kbit/s，可实现多台交换机的点对点连接或汇接功能，为不同的 PINX 平台提供一组共同的功能和业务。

Q 信令具有以下多种特性：

（1）接续速度快，可靠性高，即拨即通。

（2）主叫号码可随被叫号码发送，利于集中话务处理或控制。

（3）主叫号码同时传送，信道承载能力可控制。

（4）传输性能稳定。

（5）硬件要求低，经济性好。

（6）适应性强，可与多种异型机相连。

（7）可实现中继汇接、呼叫路由预测、分组呼叫处理、帧中继连接、与 IP 广域网路由器连接等多种先进的功能。

1.3.1 Q 信令的功能

Q 信令的第 1 层是物理层，定义电性能、信道结构、编码、速率和信道的管理等信息，速率（2048kbit/s），HDB3 编码，信道结构为 30B+D，帧格式为 30PRI，提供 CRC-4 格式。

Q 信令的第 2 层为链路层，定义 D 通道接入程序 LAPD，利用 HDLC 检测和修正差错。Q 信令第 3 层为网络层，提供 Q 信令呼叫连接所需的消息，定义各网络不同节点间的信道链路集成。

1.3.2 Q 信令的应用

Q 信令系统包含 ISDN 1 号数字用户信令（DSS1，Digital Subscriber Signalling No. 1）和企业专用通信网 1 号信令（PSS1，Private Signalling System No. 1）。

1.3.2.1 DSS1 信令

DSS1 常用于企业专网接入电信公网、专网中心交换机

节点与分支网络交换节点之间、电话交换网与广域网路由器之间的点对点连接。

DSS1 的核心内容是 Q. 931，规定了用户与网络（ISDN 公网）间的基本呼叫连接方式，规定了基群速率接口 PR1 和基本速率接口 BRI。Q. 931 虽规定了呼叫建立的过程和部分补充功能，但各厂家以此为基础加以修改，形成了自主体系。出现了 1 号数字信令系统 DSS1、Q-SIG 以及各用户交换机设备厂家在此基础上开发的私有信令。国标 DSS1 等效和高于 ISDN/ETSI，实际应用效果较好，以下内容基于国标 DSS1 信令。

（1）呼叫控制程序。如图 17. 7-2 所示为 2 个分局用户通话接续建立过程中信令信号传递及控制的流程。



图 17. 7-2　连续控制过程

（2）消息类型及一般格式。DSS1 用于电路方式连接控制的消息见表 17. 7-1。

表 17. 7-1　　用于电路方式连接控制的消息

呼叫建立	提醒（Alerting） 呼叫进程（Call Proceeding） 连接（Connect）连接证实（Connect Acknowledge） 进展（Progress） 建立确认（Setup Acknowledge）
消息传递	恢复（Resume） 恢复证实（Resume Acknowledge） 恢复拒绝（Resume Reject） 暂停（Suspend） 暂停证实（Suspend Acknowledge） 暂停拒绝（Suspend Reject）
呼叫清除	拆线（Disconnect） 释放（Release） 释放完成（Release Complete）
呼叫清除	信息（Information） 通知（Notify）、状态（Status）、状态查询（Status Enquiry）

（3）信息单元编码。信息单元的编码遵循 ITU 规定的编码规则。DSS1 协议规定了单 8bit 组信息单元和可变长度信息单元这 2 类信息单元。

1. 3. 2. 2　Q. SIG/PSS1 信令

PSS1（又称 Q. SIG）是一种基于网络的协议，具有对称的协议结构。Q. SIG/PSS1 信令基于 ITU—T 的 Q. 921、Q. 931 协议，是开放的、国际的标准，是全球性的专用通信网信令。

Q. SIG/PSS1 除了 DSS1 的常规电话接续功能外，还具有几十种专用通信网络的特殊附加功能。

（1）Q. SIG/PSS1 信令协议栈。

第一层为物理层，包括传输媒体和物理接口：传输媒体可以是铜缆（双绞电缆、同轴电缆）或者光缆；物理接口则为 ISDN 2B+D 的基本速率接口 BRI（Basic Rate Interface）和 ISDN 30B+D 的主速率接口 PRI（Primary Rate Interface）。

第二层为数据链路层，遵循 HDLC 的 LAPD 规程。

第三层为网络协议层，由 3 个子层构成：

1）协议基本呼叫子层（BC），用以实现电话网络接续信令（记发器信令）的功能。

2）协议常规功能层（GF）为企业专网的附加业务和网络功能规定了一套标准的结构体系。

3）附加业务及网络应用功能协议子层（ANFs）。Q. SIG/PSS1 协议对企业专网所提供的具体附加业务和网络功能的控制协议，都放在这一子层里。该子层最为活跃，不断有新的功能协议产生。协议栈结构见表 17. 7-2。

表 17. 7-2　　Q. SIG/PSS1 协议栈结构

层　次		标　准	说　明
一层	物理接口	基本速率接入：ETS300/011　主速率接入：ETS300/012	Q. SIG 接口协议 ITU-T I. 430
	传输媒体	铜缆　光缆	ITU-T I. 431
二层		ETS300/402；ECMA-141	Q. SIG 数据链路 LAPD； Q. 921（I. 441）
三层	子层 1（BC）	IS 11574/11572；ETS300/171；ETS300/172；ECMA-142；ECMA-143	Q. SIG 基本呼叫 Q. 931（I. 451）
	子层 2（GF）	IS 11582；ETS300/293；ECMA-165	Q. SIG 一般功能程序 Q. 931（I. 451）
	子层 3（ANFs）	附业务及网络应用功能协议群	Q. ISG 对附加业务及网络应用功能的支持
四～七层		应用：ROSE（端到端操作单元）、ACSE（联和控制业务单元）	端对端协议

（2）Q. SIG/PSS1 组网。Q. SIG/PSS1 信令是基于网络的信令协议群，支持用户专用通信网络采用任何结构模式。网络节点数不受限制，只要业务需要，随时可以向网络加入新的节点。图 17. 7-3 为典型的 Q. SIG 网络连接。

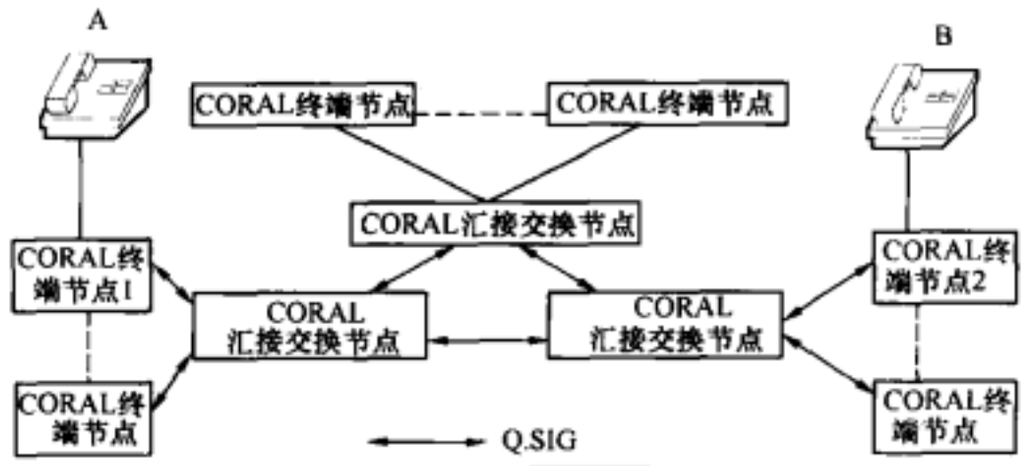


图 17. 7-3　Q. SIG/PSS1 信令组网连接示意

（3）Q. SIG/PSS1 信令的消息结构。Q. SIG/PSS1 信令基于 HDLC 高级数据链路控制规程，消息结构如图 17. 7-4 所示。

1. 4　No. 1 信令系统

No. 1 信令系统（No. 1 Signalling of China）是国际 R2 信令系统的一个子集，是一种双向信令系统，是交换机使用较早、应用较广泛的一种局间随路信令，包括线路信令和记发器信令两部分。

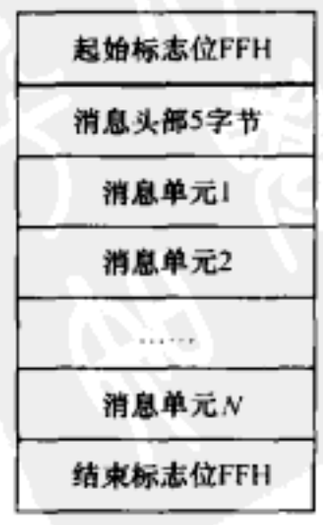


图 17. 7-4　Q. SIG/PSS1 消息结构

随路信令信息在对应的话音通道上传送，或者在与话音通道

对应的固定通道上传送，如图 17.7-5 所示。

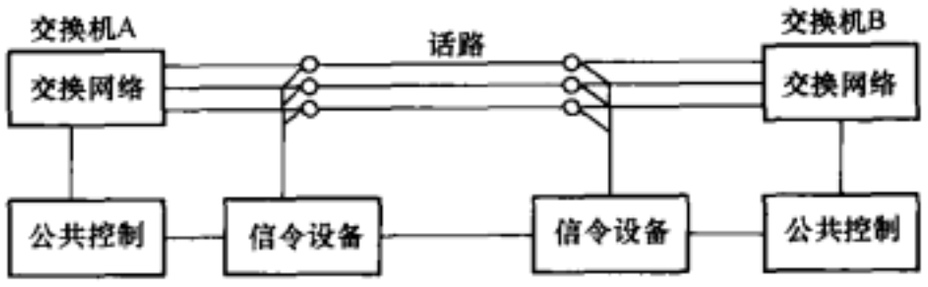


图 17.7-5 随路信令的传输通道

No.1 信令接续过程如图 17.7-6 所示。

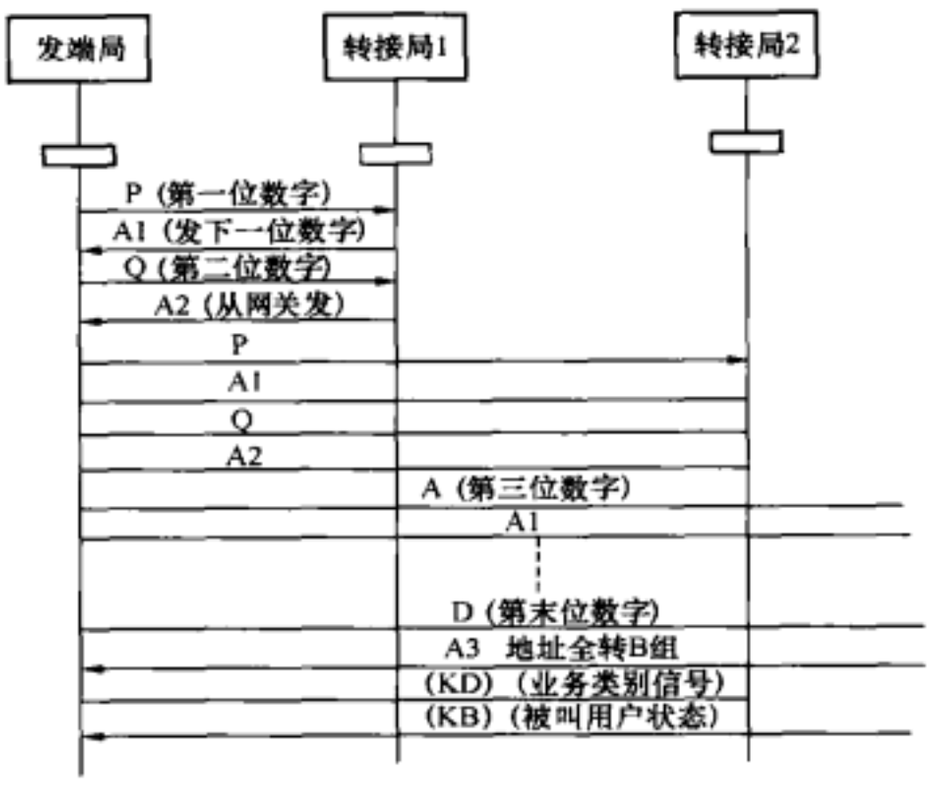


图 17.7-6 一号信令接续示例

2 电力通信网的同步系统

同步系统是电力通信网的重要组成部分，是保证网络定时性能的关键。目前，全国性的电力数字同步网骨干网已建成，以支持不断增长的电力业务需求。

2.1 数字同步网

2.1.1 同步

同步指两个或多个信号之间在频率或相位上保持某种严格的特定关系，最简单的关系就是具有长期频率准确度。

网同步是数字网特有的问题。建立相对独立的数字同步网，能够可靠地传递基准定时信号到全网，向需要定时信号的网络、系统和设备提供参考基准频率，避免因数字流的滑动损伤而造成数据出错。

2.1.2 时钟类型和等级

时钟按实现技术分为原子频率标准钟（包括铯钟、铷钟和氢钟等）和晶体时钟两大类。

按在网上所处的地位和特性可将时钟分为 4 个等级：

（1）第一级：基准时钟（PRC），由铯原子钟组成，它是数字网中最高质量的钟，长期频偏优于 1×10^{-11}，但短期稳定度不够好。

（2）第二级：有保持功能的高稳时钟，采用受控铷钟或高稳晶体时钟。

（3）第三级：有保持功能的高稳晶体时钟。

（4）第四级：一般晶体时钟。

基准时钟是时钟同步网的主钟，是最高等级的参考频率标准，基准时钟可以独立于其他时钟源而工作，也可以是通过无线或卫星系统同步于源自 UTC 精确信号的非自主时钟。

从钟的主要任务是从定时参考中恢复时钟。ITU—T 和我国对从钟等级有不同的划分，其性能指标见表 17.7-3 和表 17.7-4。

表 17.7-3 ITU—T 从钟标准

项目	转接节点时钟 (TNC)	本地节点时钟 (LNC)	终端或 CPE 节点时钟
频率准确度	无要求	无要求	$\pm5.0\times10^{-5}$
保持范围	$\pm1.0\times10^{-9}$	$\pm2.0\times10^{-8}$	无要求

表 17.7-4 国内从钟标准

项　目	二级从时钟	三级从时钟
频率准确度	$\pm1.6\times10^{-8}$	$\pm4.6\times10^{-6}$
保持范围	$\pm1.6\times10^{-8}$	$\pm4.6\times10^{-6}$

2.1.3 时钟的工作模式

（1）正常工作模式。正常工作模式是指网元跟踪的时钟源正常情况下的时钟工作方式。从时钟的振荡频率跟踪从外部输入的基准时钟信号，通常，输入基准时钟信号可以跟踪至全网的主时钟。

（2）保持模式。当所有定时基准信号丢失，有保持能力的从时钟利用定时基准信号丢失前所存储的定时信息作为定时基准，使滑动损伤仍然在允许的指标要求内。

（3）自由运行模式。当所有的时钟基准信号丢失，且超过了从时钟保持条件，或者从时钟没有保持功能，此时从时钟内部振荡器工作于自由运行方式。

2.1.4 网同步方法

（1）主从同步法。主从同步方式使用分级时钟，网内有一个中心站，它设有一个高稳定度的 PRC。下级各站设有从钟，同步于主时钟，通过锁相环使主时钟和从时钟之间的相位差保持不变，如图 17.7-7 所示。

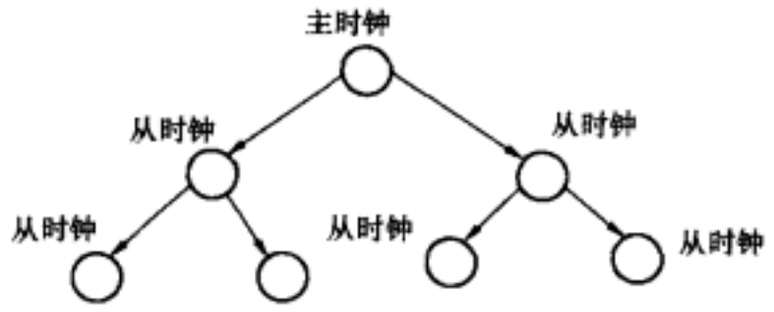


图 17.7-7 主从同步法

主从同步的主要优点是网络稳定性好，组网灵活，适于树形组网和星形组网，对从节点时钟的频率精度要求较低，控制简单，网络的滑动性能也较好。主要缺点是对基准主时钟和同步分配链路的故障很敏感，一旦基准主时钟发生故障会造成全网问题。

（2）相互同步法。网中不设主时钟，网内各站点都有自己的时钟，并且相互连接，相互控制，相互影响。最后网内各站点的时钟都调整到一个稳定、统一的系统频率上，从而实现全网的同步（见图 17.7-8）。这种同步方式对同步分配链路的失效不是很敏感，适于网孔结构，对节点时钟要求较低，设备便宜，但稳定性不如主从方式。

（3）准同步方式。准同步方式即独立时钟方式，其特点是网内的时钟独立运行，互不控制，网内所有节点都采用高精度时钟。网络简单、灵活，但对时钟的性能要求高，同时还存在周期性的滑动。

（4）混合方式。主从同步方式与相互同步方式结合。这种方式可以扬长避短，发挥综合优势。

2.1.5 数字同步网的等级结构

我国数字同步网的网络等级结构如图 17.7-9 所示。采

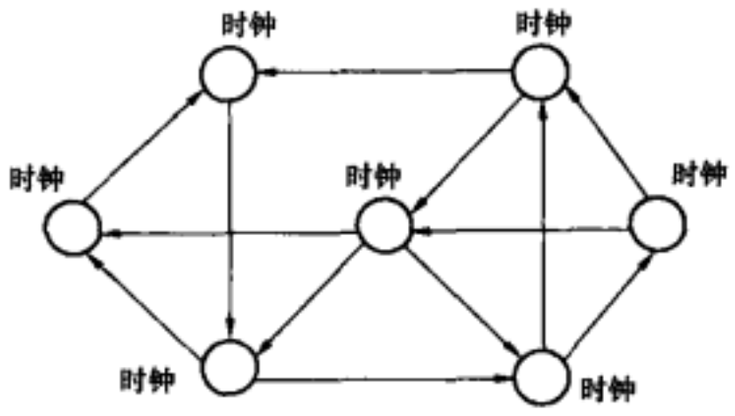


图 17.7-8　相互同步法

用“分区等级主从同步”，全网设一个基准时钟，作为最高等级。同步时定时信号从一个时钟传到下一个时钟。网络中每个时钟都赋予一定等级，只允许某一等级时钟向较低等级或同一等级的时钟传送同步信息。

其中，同步供给单元（SSU）是数字同步网的节点从钟，可以是独立设备或设备功能模块。PRC（全国基准时钟）以铯钟组为主，包括 GPS 接收机。LPR（区域基准时钟）由铷钟加 GPS 接收机构成。各区域以 LPR 为基准钟组建数字同步网。

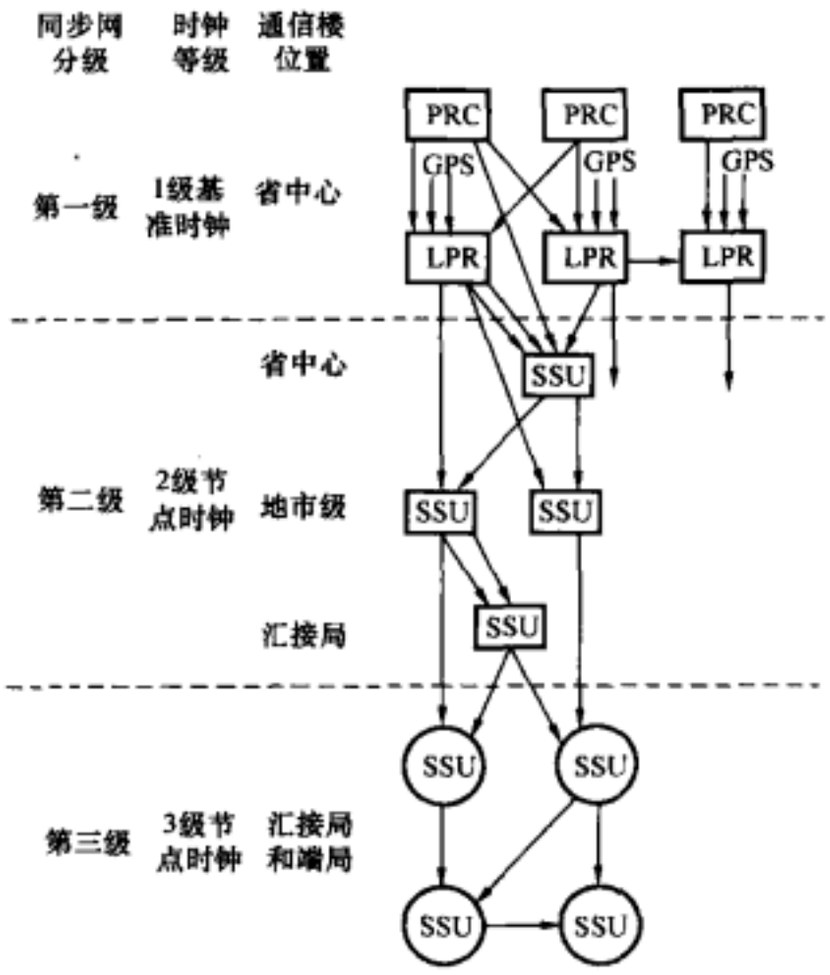


图 17.7-9　同步网等级结构

2.1.6　数字同步网络结构

数字同步网络由基准时钟、各级大楼综合定时系统 BITS（Building Integrated Timing System）或同步供给单元 SSU、传输链路及网管系统等 4 部分组成，如图 17.7-10 所示。

（1）基准时钟。基准时钟是同步区内提供的最高精度等级的时钟。全网的基准主时钟通常由多部铯原子钟或多部铯原子钟加 GPS 组成，而区域的基准主时钟通常由两部铷原子钟加两部 GPS 组成。基准主时钟的输出接口为 2048kHz 和 2048kbit/s 两种。

（2）大楼综合定时系统（BITS）。BITS 是同步网节点的重要设备，由输入部分、内部时钟、输出部分、监测部分和通信接口等部分组成，作用是接收上级参考信号，经分配后供通信设备使用，同时提供监测信号供网管监控和设备维护使用。通常上级同步设备输出的定时信号通过传输到达本级 BITS 作为输入信号，必然产生不同程度的损伤，例如抖动、漂移等，由于 BITS 内部高质量时钟的作用，对传输引起的抖动有过滤作用，对漂移有抑制作用，从而使输出信号质量得到可靠保证。

（3）传输链路。定时信号的传输链路包括基准时钟与 BITS 之间、BITS 设备之间（上下级、同级）的定时信号传输。

1）基准时钟与 BITS 之间的连接。基准时钟与 BITS 之间一般采用直接连接方式。

2）BITS 之间的传输。

PDH 电路传输：目前利用 PDH 电路传输定时信号是比较理想的方法，主要有 PDH 2Mbit/s 带业务定时链路和 PDH 2Mbit/s 专线定时链路。利用带业务的 PDH 电路携带高等级 BITS 定时信息，业务信号通过交换设备至 PDH 传输系统，传递给下游时钟，下游时钟通过跨接方式提取时钟信号。利用 PDH 2Mbit/s 专线定时链路时，BITS 定时信号送至 PDH 传输系统，通过 PDH 2Mbit/s 专线传递给下游时钟，下游时钟采用终结方式提取时钟信号，传输质量稳定、可靠、安全。

SDH 电路传输：SDH 设备一般设有时钟信号输出端口，此端口所输出的时钟信号是从 STM—N 中提取的。

BITS 输出端口与被同步设备之间的传输链路：原则上应和 BITS 与 BITS 之间传输的要求一致，但由于它们之间的距离一般较短，要求可以适当放宽。

（4）网管系统。为了实现数字同步网的集中管理和分级维护，必须建立全国和各级区域同步网管理系统，基本功能主要有：

1）故障管理：告警显示与清除、告警转发、告警记录列表与确认、告警转发条件设置、故障分析等。

2）性能管理：性能数据列表、性能曲线、性能数据轮询、性能分析等。

3）配置管理：显示设备运行状态，查看、设置设备参数，重新初始化设备配置库，设置设备轮询时间等。

4）安全管理：用户登录、用户注销、用户管理和用户操作日志等，禁止非授权人员访问。

5）其他功能：设备图标管理、管理中心图标管理、动态图形缩放、系统组成信息浏览、数据备份和数据恢复、系统容错、各级网管运行状态查看等。

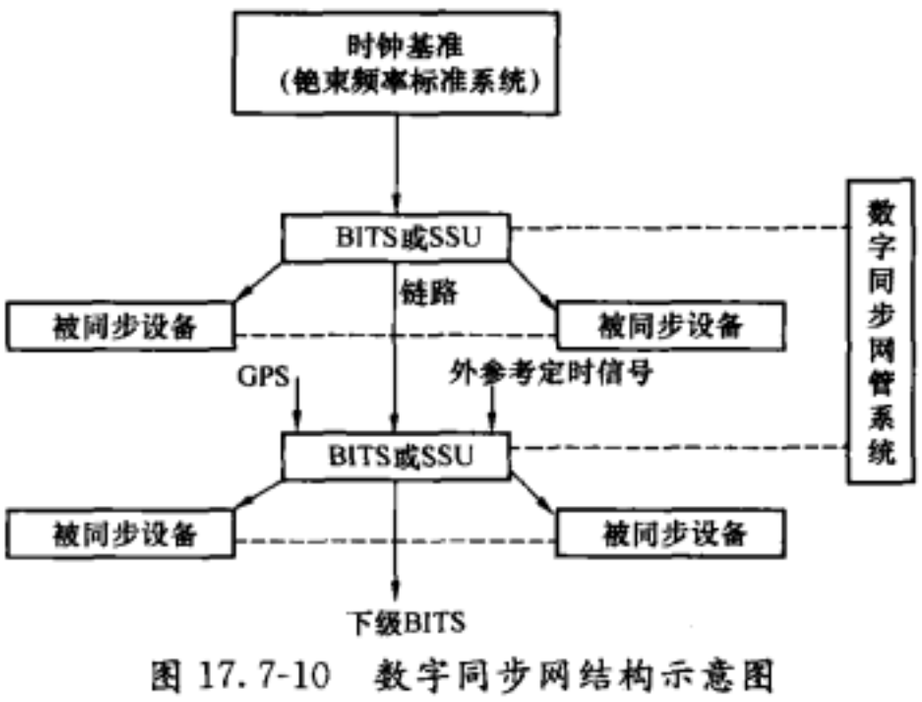


图 17.7-10　数字同步网结构示意图

2.1.7　数字同步网性能指标

（1）时间间隔误差 TIE：为特定时间间隔内，一个给定的定时信号相对理想定时信号延时的峰峰变化，通常用 ns、μs 或单位时间间隔 UI 表示。

（2）最大时间间隔误差 MTIE：在测量周期内，全部可能的测量间隔中的时间间隔误差（TIE）的最大值。

（3）最大相对时间间隔误差 MRTIE：在指定周期内，定时信号与某个指定参考信号之间相对的最大时间间隔误差。

（4）时间偏差 TDEV：是对时延或时间间隔（TIE）取

样数据的统计参数。

TDEV 和 MTIE 反映了时钟相位变换特性。

2.2 电力通信中的同步

2.2.1 电力同步网结构

我国电力通信同步网是以分布式多基准的方式进行组网的。采用的网同步方式为等级主从同步法。在数字同步网内，以综合定时供给设备（BTTS）为基础，作为同步网的各级同步节点，构成同步网。

目前，各区域基准时钟（LPR）的主用基准时钟来自全球定位系统（GPS）的时钟信号，而备用基准时钟则来自全国基准主时钟（PRC）的时钟信号。正常情况下，同步网上各个同步节点均同步于全球定位系统的定时信号，而在全球定位系统信号异常的情况下，会自动切换到备用基准时钟信号上。

2.2.2 同步网时钟的设置

省调基准时钟 LPR 为一级时钟，既能从网调的 LPR 或 PRC 接收定时基准信号，也可从国调的 PRC 接收定时基准信号。

地调设置二级时钟。一般设置 2～4 路输入基准，并应考虑 1～2 路全球定位系统接入。另外，接收至少两条不同路由传来的本省 LPR 的定时基准信号。

县调或重要枢纽站设置三级时钟，同步供给单元（SSU）配置在重要的通信站及县局。

2.2.3 定时基准的局内分配

局内定时信号的分配方法是将同步节点设置为定时源，并行向楼内各种被同步的设备提供时钟信号，如图 17.7-11 所示。

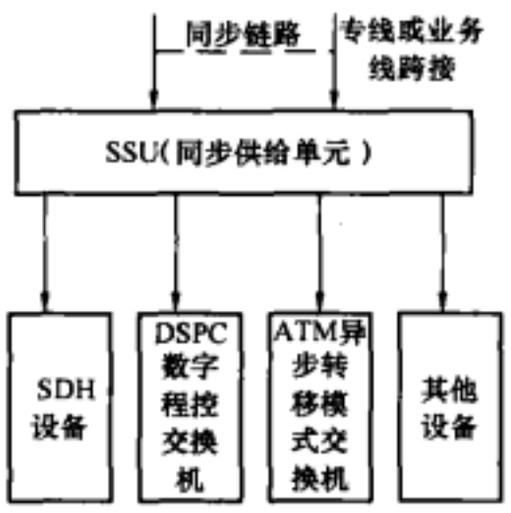


图 17.7-11 定时基准的局内分配

2.2.4 定时基准的局间分配

局间定时信号的分配是指上级或同级同步供给单元 SSU 向下级或同级同步供给单元 SSU 提供时钟信号。定时基准信号传输优先选择 PDH 制式；如果选用 SDH 传输系统作为局间定时基准传输链路，则只能利用 STM—N 码流传送定时信号，且系统内介入的 SDH 设备网元时钟不宜过多，最多不得超过 20 个；不得采用 PDH/SDH 混合链路；应避免定时环的出现。

2.2.5 电网中的同步系统

电力通信网及其业务系统对同步要求较高，除了设置通信设备的时钟源，还须对其他数字设备，如计算机监控系统、电能计费系统、故障录波器、继电保护设备、稳定控制设备等，进行时钟设置。

从应用角度看，通信与业务系统的同步可以协调一致，只要应用模式和时钟跟踪方式设置正确，就能保证信号的传输不受影响。实际应用中，业务系统可以从通信提取时钟信号，但通信不能从业务系统提取时钟。

3 电力通信网的管理系统

由于电力通信网络越来越复杂和庞大，为了有效地对整个网络进行操作、维护和管理（OAM），电力通信网借鉴了电信管理网（TMN）的方法，建立覆盖全系统的通信管理网，作为系统支撑，对全网进行管理。

3.1 TMN 网络管理体系

3.1.1 TMN 概述

TMN（Telecommunication Management Network）是 ITU—T 从 1985 年开始制定的一套电信网络管理国际标准。TMN 采用商定的具有标准协议的和信息的接口进行管理信息交换的体系结构，可实现各类运行系统之间、运行系统与电信设备之间的互连。TMN 是一种原则和为实现原则中的目标而制定的一系列技术标准和规范。

从逻辑上来看，TMN 是一个由各种不同的管理应用系统按照 TMN 的标准接口互连而成的网络。在理论上对于 TMN 的应用领域并不限制，并在不断地开发中，但是许多应用领域的实际情况会限制 TMN 的实施。

3.1.2 网络管理的一般模型

3.1.2.1 网络管理信息模型（Information Model）

模型要求：

（1）必须能够描述所有必要的被管对象。

（2）支持不同的描述级别，如图 17.7-12 所示。

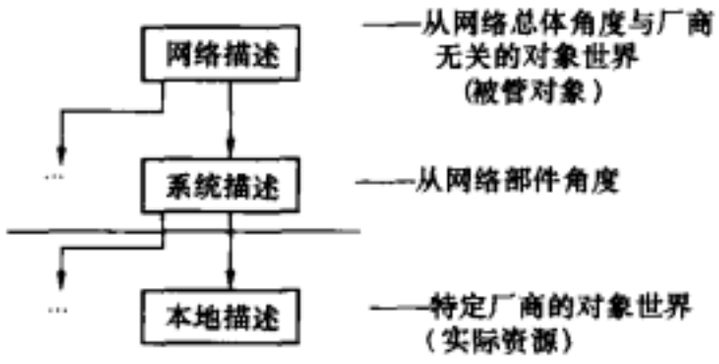


图 17.7-12 信息模型的不同描述级别

（3）应能够容易地描述具有不同访问权限的管理信息库（MIB），并具有将相同访问权限的 MIB 对象组成一个视图的能力。

（4）应该支持对通用对象的描述，从管理的角度看能够实现对具有相似特性的技术及产品的更广泛集成。

3.1.2.2 网络管理组织模型（Organizational Model）

被管对象代理、网络管理工作站、网络管理协议和网络管理信息库是网络管理体系结构中的四个基本组成要素，但标准并未规定这些部件在网络中的位置。

3.1.2.3 网络管理通信模型（Communication Model）

定义了在多个网络管理实施者之间交换管理信息的方案和机制。通信模型可能涉及控制信息交换、被管对象设备的状态查询和异步事件消息通报等。通信模型内容包括通信伙伴的描述，通信机制的描述，通信中用到的数据结构的语法和语义定义，管理协议嵌入服务结构的机制和协议层级嵌入底层通信结构的机制。

3.1.2.4 网络管理功能模型（Functional Model）

将所有的网络管理任务分成几个不同的功能域，并为每一个功能域定义通用的管理功能，说明其所具有的功能、提供这些功能所必需的服务、该域中被管对象以及该功能域中可能的功能子集的组合等。

3.1.3 TMN 的层次管理

TMN 的管理分层、管理功能和管理业务关系如图 17.7-13 所示。

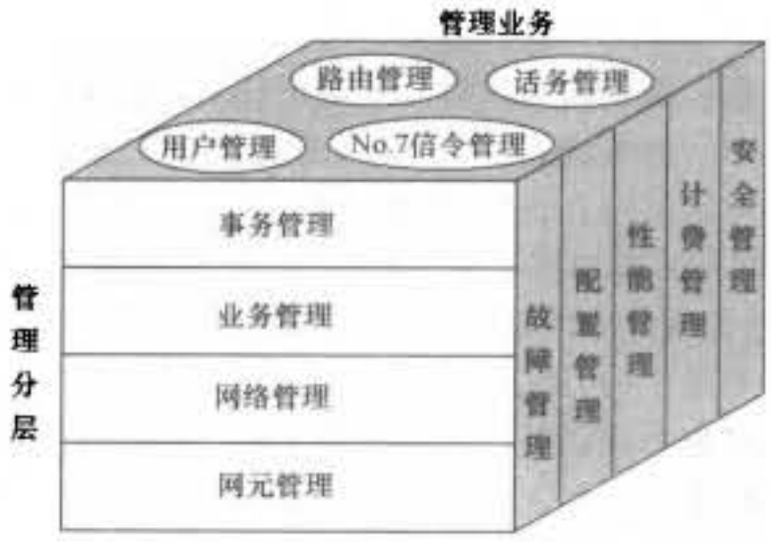


图 17.7-13　TMN 层次管理

3.2　电力通信网层次结构

考虑到网络的复杂性及安全性，可将电力通信网按功能分为三层，即网元层、网元管理层和网络管理层，如图 17.7-14 所示，其中，SNE 为 SDH 网元，NNE 为 PDH 网元。

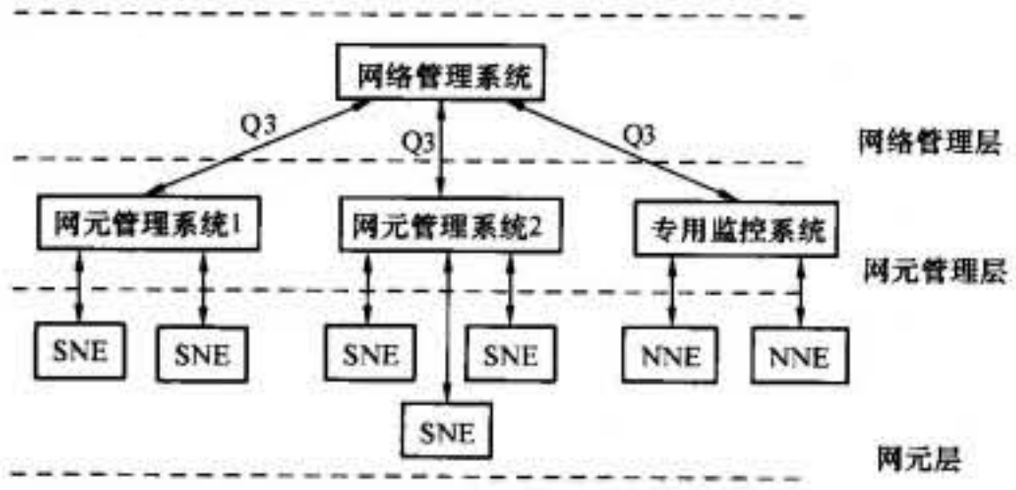


图 17.7-14　网络管理层次结构

3.2.1　网元层

网元层由各种具体设备（网元）构成，这些网元一般均具有一定的管理功能，尤其是在采用分散控制、集中管理的管理系统中，有许多管理功能软件被下载给网元，这样可以对网络的各种事件迅速响应。

3.2.2　网元管理层

该层一般为在一定的软硬件平台上运行的软件包，代理网络各层实现一些网元层未能实现的对网元的基础配置、保护规划、告警过滤、协议转换等方面的功能，以减少进入网络层的数据流量，提高网络的响应速度。该管理软件的规模和能力随管理对象的不同而不同。网元管理层可以在单个网络单元功能（NEF）基础上对网络单元子集进行控制和协调，也可以在 NEF 集合的基础上对网络单元子集进行控制和协调，并在其控制范围内保持关于网元的统计数据、日志数据和其他数据，并支持由网络单元层提供的功能抽象。

网元管理系统（EMS）面向网元层，具有故障管理、配置管理、性能管理和安全管理四项基本功能。

3.2.3　网络管理层

该层具有访问较大网络区域的管理功能。在该区域上能看到全网情况，而且它还与实际网络的技术性能有关，并控制可用的网络能力和容量，从而给出合适的接入能力、服务质量和故障报告等。网络管理层通常是运行于较高级软硬件平台上的管理软件，通过标准接口与网络连接，其作用主要有：从网络观点出发，控制和协调在此网络范围或领域内的所有网络单元，负责对其所辖的网络进行集中或分散式管理控制，如电路供给、网络监视、统计分析等功能的集中控制；提供、终止或修改网络能力，以支持提供给用户的服务；维护网络能力；保持有关网络的统计、日志和其他数据，并在性能、使用、可用性等方面与业务管理层相互作用。

网络管理系统（NMS/SMS）面向网络层，同样应具有故障管理、配置管理、性能管理和安全管理四项基本功能。

3.3　网络管理系统的基本功能

电力通信网是由传输、交换、接入、数据等子网组成，每个子网均有与之相适应的管理网。以常用的 SDH 为例，根据 ITU—T 建议 M.3400 的规定，可将 SDH 管理网的功能分为通用管理、故障管理、性能管理、配置管理和安全管理，这些管理功能要求支持不同厂家及不同网络，支持在 SDH 网络中网元设备的单端维护，这就要求不仅 SDH 设备，SDH 网络本身的管理也应该标准化。

（1）通用管理功能也称一般管理功能，包括对嵌入控制通路（ECC）的管理、安全管理、软件下载、远端注册和时间标记等。

（2）故障管理提供对网络及其环境的运行情况异常进行检测、隔离和校正的功能集。包括可用性质量保证、告警监视、告警定位、故障校正、测试和故障管理等。

（3）性能管理提供对设备的状态以及网络和网络单元的有效性进行评估和报告的一组功能，通过数据的收集统计，对网络、网络单元或设备的行为和有效性进行监视和校正，并能帮助规划和分析。主要完成 ITU—T 建议 G.826 中所规定的误码性能参数的收集处理、性能历史管理、性能门限设定和性能分析报告等。

（4）配置管理提供收集、鉴别、控制来自网元的数据和将数据提供给网元的一组功能，主要包括网络规划和工程、安装、业务规划和业务洽谈、供给、状态和控制、识别和数据交换。如 DXC、ADM 的交叉连接，上下电路的设定，系统中设备的配置，网元中电路板的配置，同步源的选择等。

（5）安全管理提供保证运行中的网络安全的一组功能。包括鉴权、访问控制、数据机密性、数据完整性和不可否认性等，涉及注册、口令和安全等级等，关键是防止未经许可与网元通信和接入网元数据库，确保可靠地授权接入。

通过以上功能使管理网达到的目标是：按请求自动建立客户层接入点之间的 VC 通道，并允许这些通道跨过运营者的边界；能够使这些通道维持很高的可用性，自动地恢复失效通道并保证服务质量；能够在不中断业务情况下，连续监视所分配通道的性能，并判断通道的服务质量；能够对网络结构进行简单的远端维护，包括故障设备的识别和定位；能够收集和处理设备使用情况的信息数据，支持不同网络运营者之间的路由选择和计费，支持同一运营者管辖区域内的规划和费用计算；能够支持一系列辅助管理功能。

3.4　网管系统数据通信网

网管系统数据通信网（DCN）是为网管系统之间以及网管系统与网元间传递各种管理数据和指令所提供的数据传送网络。DCN 必须具有高可靠性，主要数据通信设备和数据传输通道应采用冗余保护；DCN 必须具有足够的传输带宽，以保证网管信息的快速传递，告警时延小；DCN 的数据通信设备应采用技术成熟的已投入商用的产品，具有高可靠性。

3.5　网络管理系统解决方案

3.5.1　网管协议

3.5.1.1　SNMP 协议（Simple Network Management Protocol）

SNMP 是基于 TCP/IP 的应用层协议（见图 17.7-15），其网络管理模型包括管理站、管理代理、管理信息库和网络管理协议。管理站一般是一个单机设备或共享网络中的一员，拥有数据分析、故障发现等应用软件，提供网络管理员监控的接口，能够将网管命令转换成对远程网络元素的监视和控制，并能从网上被管实体的 MIB 中提取信息数据库。管理代理是网络管理系统中除管理站外的其他活动元素，对来自管理站的信息查询和动作执行的请求作出响应，同时还可能异步地向管理站提供一些重要的非请求信息。管理信息库 MIB 定义了可访问的网络设备及其属性，是一个树形结构，SNMP 协议消息通过遍历 MIB 树形目录中的节点来访问网络中的设备。管理站和代理站之间通过 SNMP 协议实现连接，管理站可获取或设置代理站的 MIB 信息，代理站也可向管理站上报重要信息。

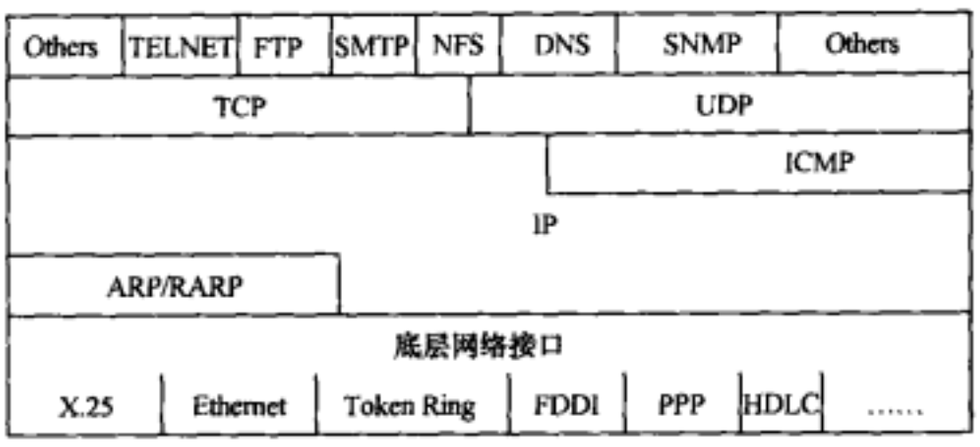


图 17.7-15 TCP/IP 协议体系结构

1993 年发布的 SNMPv2，功能大大增强，不仅支持分布式网络管理、扩展了数据类型、实现大量数据的同时传输，而且丰富了故障处理功能、增加了集合处理功能、加强了数据定义语言。

3.5.1.2 CMIS/CMIP（Common Management Information Service/Common Management Information Protocol）

OSI 网络管理协议的整体结构建立在假设使用了 ISO 参考模型的基础上。网络管理应用进程使用 ISO 参考模型的应用层，公共管理信息服务元素（CMISE）提供了应用程序使用 CMIP 的手段，该层还包含两个 ISO 应用协议：联系控制服务元素 ACSE（Association Control Service Element）和远程操作服务元素 ROSE（Remote Operations Service Element）。图 17.7-16 显示了在 ISO 参考模型中用于 CMIS 的 CMIP 协议，ACSE 在应用程序之间建立和关闭联系，ROSE 处理应用之间的请求/应答交互。



图 17.7-16 在 ISO 参考模型中的 CMIP 协议

3.5.1.3 CORBA（Common Object Request Broker Architecture）

CORBA 提出了统一的资源命名、事件处理以及服务交换等机制，在很多方面适合于管理本地的以及很大范围的网络。与现有的模型相比，CORBA 提供的功能比 SNMP 更强大，而且不像 CMIP 那么复杂。通过 COBRA 可以直接访问所需的信息，而不需知道对方的运行环境，也不必知道它在整个网络中所处的位置。CORBA 作为面向对象的系统的通信核心，可以实现真正的协同工作。

COBRA 结构的核心是 ORB，它是在对象之间建立客户/服务器关系的中间层，用户使用 ORB 可以透明的调用在某个服务对象上的方法，实现了在不同分布环境下的、连接透明的多对象系统内的、不同机器上的、不同应用程序之间的协同工作能力。

3.5.2 接口

目前网管与通信网之间有两种接口，一是 Q 接口，用于网络操作系统和网元管理系统之间的连接；二是 F 接口，用于网元管理系统与 SDH 网元之间的连接。

3.5.2.1 Q 接口

提供了操作系统与其他实体之间的通信，也是 SDH 管理网与 TMN 的通信接口，其内容除了接口管理信息模型外，还包括接口的通信协议栈，涉及 OSI 的全部 7 层参考模型，其低层协议栈提供 4 种协议框架：CLNS1（基于以太网的无连接模式）、CLNS2（基于 X.25 上互通协议的无连接模式）、ECC（基于 SDH DCC 通道）和 TCP/IP（基于 Internet 的 TCP 协议）。

如图 17.7-17 为 Q3 协议栈，其中 CLNS1 采用 CSMA/CD 的 ISO 8802—2 类型 LAN 中的无连接型接口，即 CLNS1 是使用以太网的无连接模式接口，主要适合局内的 Q3 接口规范；CLNS2 协议栈的特点是在一连接型的 X.25 协议上使用 ISO CLNP 的无连接型接口，即 CLNS2 是建立在 X.25 分组交换网基础上使用互通协议的无连接模式接口，主要适用于远端 Q3 接口规范。

层次	CLNS2	CLNS1	TCP/IP
应用层	网管应用服务要素ASE CMISE/ISO 9595、ISO 9596 ASE/X.217、X.227 CMISE/ISO 9595、ISO 9596		
表示层	X.216、X.226	ASN.1 基本解码规则：X.209	
会晤层	X.215 X.225		
传送层	ISO 8073—AD2 第4类操作		STD0035(RFC1006)、TCP(STD0007)
网络层	PLP: X.25/ISO8208、ISO 8473/ISO 9542/ISO 10589	CLSN ISO 8473 ISO 9542 ISO10589	IP(STD0005)
链路层	LAPB: X.25	LLC: ISO 8802—2 MAC: ISO 8802—3	未规定
物理层	X21，X.21 bis 和 V 系列接口(V.11/V.35, V.28/V.24)	未规定	未规定

图 17.7-17 Q3 接口协议栈

3.5.2.2 F 接口

通过数据通信网连接工作站和具有操作系统（或协调管理）功能的模块，实际上 F 接口提供了一种人机接口的支持能力，将网络的管理能力呈现给用户，将管理人员的干预转呈给管理系统。

3.6 网管的综合

为了满足电力系统安全、稳定、高效生产的需求，电力通信网发展十分迅速。许多新的通信设备、通信系统都纷纷进入电力通信网，包括光纤、微波、载波等传输子网、宽带数据网及各种信息应用系统，是典型的多厂家环境，造成电力通信网中出现设备种类十分复杂。为管理不同子网的设备，配置了不同的网管系统，由于这些系统是不同时期由不同厂商开发的，从而导致管理协议互不兼容，管理信息互不

相通，管理信息传送通道不能共享，管理内容庞杂，操作界面风格多样，给网络的集中和一体化管理带来极大不便。同时，电力通信网的结构也已从单一的服务于调度中心的情况下而产生的简单星型方式，发展到今天的多中心的网状网络，以保证能为诸如电力市场、MIS 系统这类需求进行高效服务。因此，从现场的实际需要出发，有必要进行各种网管系统的整合，构建综合网管系统，以实现网管资源共享、信息互通、操作简化。

电力通信在未来建设中，在不同阶段可以考虑采取不同的方式构建不同层次的“综合”型管理系统：

（1）初级综合，基于硬件平台的整合。实现在同一台控制终端上运行本系统内的各种网管系统，管理人员只需通过一个监视屏幕就能了解各个系统的运行状态，对网络进行分析，并根据需要对部分系统进行控制。但此时终端上各子系统的网管操作界面仍不相同。

（2）中级综合，基于操作界面的综合。通过统一的界面，屏蔽了各系统的差异，实现了表面的综合，是目前研究和开发的热点之一，也是当前比较现实的解决方案。

（3）高级综合，基于管理应用程序的综合。不仅界面统一，而且各管理系统的应用程序也统一设计，程序之间存在相互关联。该层次的网管已具有一定的智能性，是网管系统发展的目标。

参 考 文 献

[1] 李白萍，吴冬梅. 通信原理与技术. 北京：人民邮电出版社，2003.

[2] 曹志刚，钱亚生. 现代通信原理. 北京：清华大学出版社，1992.

[3] 沈越泓，等. 通信原理. 北京：机械工业出版社，2003.

[4] 罗新民，张传生，薛少丽. 现代通信原理. 北京：高等教育出版社，2003.

[5] 吴树祥. 多路复用技术与多址技术. 现代通信，1997(4)：9-10.

[6] 霍云. 漫谈各种复用技术. 中国有线电视，2004(16)：6-10.

[7] 黄亚平. 信道的复用技术与多址技术. 电子工程师，2000(11)：34-36.

[8] 程水英，张剑云. 无线信道中的多址技术及其发展. 今日电子，2004(12)：47-50.

[9] 钱晓伟. 多路复用技术与应用. 电子计算机与外部设备，1998，22(5)：39-41.

[10] 管海旻. 多路复用技术的发展与数据速率体系. 信息网络安全，2005(11)：45-47.

[11] 崔用明. 正交频分复用技术. 信息技术，2005(3)：23，120.

[12] 曹志刚. 现代通信原理. 北京：清华大学出版社，1992.

[13] 樊昌信，等. 通信原理. 北京：国防工业出版社，2001.

[14] 刘颖. 数字通信原理与技术. 北京：北京邮电出版社，1999.

[15] 王秉钧. 现代通信原理. 北京：人民邮电出版社，2006.

[16] 张政. 数字微波. 北京：人民邮电出版社，1993.

[17] 牛继烈. 数字微波接力通信系统原理与设计. 北京：北京邮电学院出版社，1989.

[18] 王云飞，高奉全，尹民光. 数字微波通信. 北京：人民邮电出版社，1991.

[19] 程庸全. 数字微波通信设备. 北京：人民邮电出版社，1993.

[20] 姚言，肖华庭，刘重隆. 数字微波中继通信. 北京：人民邮电出版社，1981.

[21] 姚言，梅顺良，高葆新. 数字微波中继通信工程. 北京：人民邮电出版社，1991.

[22] 王延恒，贺家礼，徐刚. 光纤通信技术及其在电力系统中的应用. 北京：中国电力出版社，2006.

[23] 马声全. 高速光纤通信 ITU-T 规范与系统设计. 北京：北京邮电大学出版社，2002.

[24] 邹林森. 光纤与光缆. 武汉：武汉工业大学出版社，2000.

[25] 周瑾，朱立东，吴诗其. LEO 卫星通信系统位置管理的多星选择策略. 重庆邮电学院学报(自然科学版)，2005(01)：29-32.

[26] 吕智勇，丁锐. 信道保护策略在 LEO 卫星通信系统中的应用. 无线电通信技术，2005(02)：53-56.

[27] 张俐佳，王益辉. 用 C++语言实现 LEO 移动通信系统的算法仿真. 福建电脑，2005(01)：47-48.

[28] 王晓梅，张铮，冉崇森，等. 一种重路由策略在低轨 QoS 卫星网络中的应用. 北京：北京邮电大学学报，2005(01)：30-34.

[29] 王亚沙，李冬妮，冯金，等. LEO/MEO 卫星网络中一种抗毁路由算法. 东北大学学报(自然科学版)，2004(10)：923-926.

[30] 洪志国，吴凤鸽，范植华，等. 基于 PETRI 网模型的 LEO/MEO/GEO 三层卫星网络的性能分析. 电子学报，2005(02)：354-357.

[31] 宋姝，郭惠玲，裴春梅，等. 一种针对 LEO/MEO 双层卫星网络的多播路由解决方案. 计算机工程与应用，2004(19)：127-192.

[32] 李伟章. 交换技术演进新说. 电信技术，2002(10)：31～34.

[33] 李伟章. 交换技术演进新说 第二讲 程控数字电话交换机(上). 电信技术，2003(2)：71-73.

[34] 李伟章. 交换技术演进新说 第二讲 程控数字电话交换机(下). 电信技术，2003(3)：73-75.

[35] 李伟章. 交换技术演进新说 第三讲 分组交换技术(上). 电信技术，2003(4)：70-72.

[36] 李伟章. 交换技术演进新说 第三讲 分组交换技术(下). 电信技术，2003(5)：76-77.

[37] 李伟章. 交换技术演进新说 第四讲 帧中继交换技术(上). 电信技术，2003(6)：68-70.

[38] 李伟章. 交换技术演进新说 第五讲 ATM 交换技术(上). 电信技术，2003(7)：75-77.

[39] 王承恕. 通信网基础. 北京：人民邮电出版社，1999.

[40] 沈庆国. 现代通信网络. 北京：人民邮电出版社，2004.

[41] 杨家海，任宪坤，王沛瑜，等. 网络管理原理与实现技术. 北京：清华大学出版社，2000.

[42] 王延恒，贺家礼，徐刚，等. 光纤通信技术及其在电力系统中的应用. 北京：中国电力出版社，2006.

[43] 杨晋儒，吴立贞，等. No.7 信令系统技术手册. 北京：人民邮电出版社，1997.

[44] 仲跻来，袁海，等. 数字同步网维护技术. 北京：人民邮电出版社，2001.

[45] 张国名，唐树人，薛刚逊，等. 网络管理实用技术. 北京：清华大学出版社，2002.

[46] 孟洛明，等. 现代网络管理技术. 北京：北京邮电大学出版社，1999.

[47] 韦乐平. 光同步数字传送网. 北京：人民邮电出版社，1998.

[48] 邓忠礼. 光同步传送网和波分复用系统. 北京：北方交通大学出版社，2003.

第18篇 电力信息系统

主编单位：国网信息通信有限公司

主　　编：刘建明　王继业　陈德胜

执　　笔：刘建明　国网信息通信有限公司

王继业　魏晓菁　国家电网公司

陈德胜　李　涛　叶进星　国网信息通信有限公司

李莉敏　黄　豆　国网信息通信有限公司

来凤刚　曾　楠　辜体仁　国网信息通信有限公司

郭基伟　国网北京能源研究院

王聪生　史小恒　中国电力工程顾问集团公司

高昆仑　许勇刚　詹　雄　中国电力科学研究院

宋小芹　朱朝阳　中国电力科学研究院

程志华　国家电网公司

俞　钢　国网电力科学研究院

李新华　北京国电华北电力工程有限公司

吴　刚　中南电力设计院

赵瑞阳　华东电力设计院

胥海涛　西南电力设计院

覃　昕　西北电力设计院

杨　帆　东北电力设计院

主　　审：杨奇逊　华北电力大学

PDG

第1章　信息技术基础

1　信息与信息系统

信息（Information）是经过加工处理后的数据，数据是信息的载体和表现形式，信息是数据含义的解释与外涵。信息是信息化的最基本概念，是信息系统处理的对象之一。信息的主要属性反映在：准确性、时效性、可存储性、私密性、重要性、可传递性、相对性等方面。信息技术（Information Technical）是研究信息获取、传输和处理的技术，由计算机技术、通信技术、微电子技术等结合而成的技术。

信息化（Informationlization）是 20 世纪 70 年代提出的，指现代信息技术与社会各个领域、各个层面相互作用的动态过程与结果。信息化是人们应用现代信息技术，包括计算机技术、网络技术和与之相关的理论、方法、工具以及一切人们积累的开发信息资源的经验和知识，服务于人类社会的生产、生活及一切活动的过程。

企业信息化是国家信息化的重要组成部分。企业信息化是以现代化企业管理模型为依据，以企业业务流程优化和重构为基础，在一定深度和广度上利用计算机技术、网络技术、数据库技术以及相关的信息技术理论、方法和工具，对企业的生产、经营、管理和决策各环节的信息实施管理和利用，实现企业内部与外部的资源利用和共享，提高企业产业水平和现代化管理水平，提高企业的经济效益和竞争力。

企业信息化也是企业利用信息技术开发企业信息资源的过程，是信息技术从局部向全局、从低级向高级、从战术到战略的全面渗透；是对企业传统技术和管理模式的逐步改进与改造；是企业现代化建设向更高级阶段发展的标志。

信息系统是完成企业信息化的核心系统，它的基本功能和主要任务是：

（1）信息的收集与录入。是信息系统最基本的功能之一，收集到真实、准确和适用的相关信息，是完成信息系统各项任务的基础。

（2）信息的存储。是信息系统的核心功能和最主要的技术考核评估点。主要表现在系统的存储能力上，包括存储速度、存储容量、存储技术和计算方法的先进性、存储介质设备的质量、存储的安全性等。

（3）信息的传输与传递。是信息系统的基本功能。信息系统的传输功能主要体现在信息传输的速度和准确性两个方面。

（4）信息的加工与处理。是信息系统的主要建设目标和服务目标。信息加工包括信息的筛选、统计、排序、分析、归并、模型调试、预测等一系列过程。加工过程中需要使用很多数学方法与工具，包括计算数学、运筹学、统计学、图像学、宏观经济学、微观经济学、管理学等。信息的加工也需要一些特别的处理工具，如图形识别器、色彩分析仪、频率分析器等。

（5）信息的输出与服务。为用户或使用者提供信息服务是信息系统的最终目的。输出信息重在输出格式和形式的选择，以方便、易懂、直观、形象、快捷、准确为信息系统输出与服务水平的评价标准。

2　计算机软硬件基础

计算机由硬件、软件两部分组成，两者缺一不可。计算机系统的组成如图 18.1-1 所示。

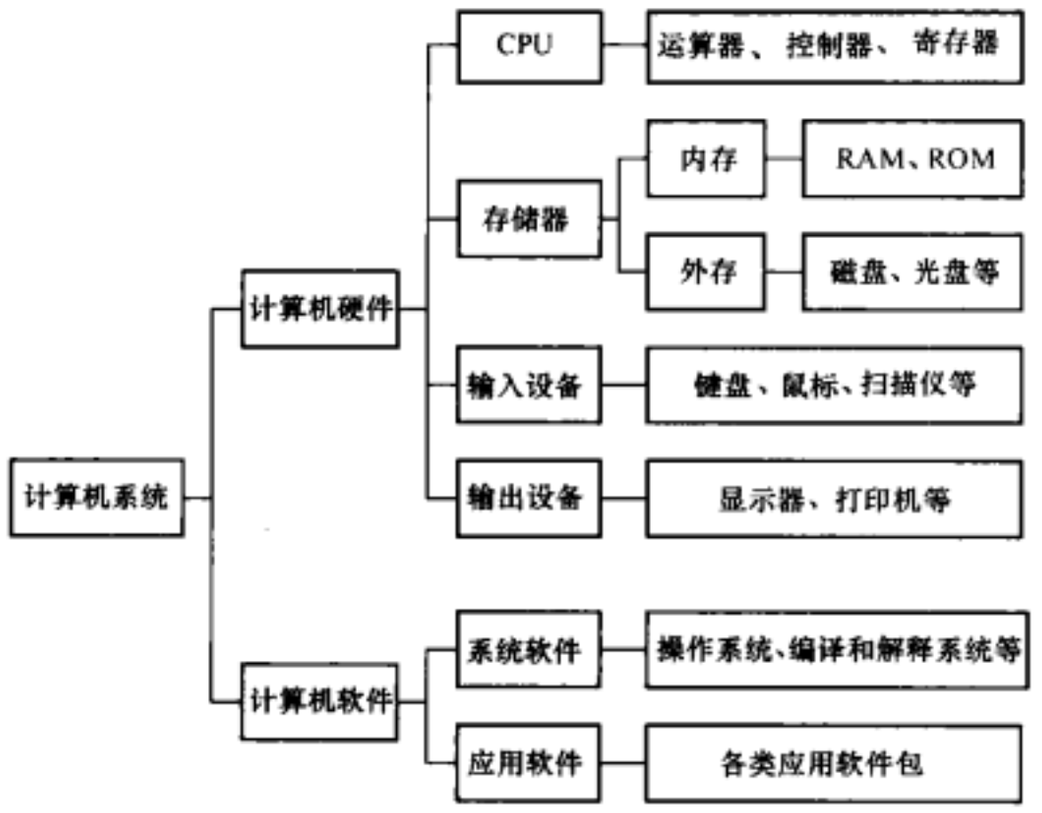


图 18.1-1　计算机系统的总体构成

2.1　计算机硬件

计算机硬件的基本配置为运算器、控制器、存储器、输入设备和输出设备。运算器与控制器合称为 CPU（中央处理器），相互关系如图 18.1-2 所示。

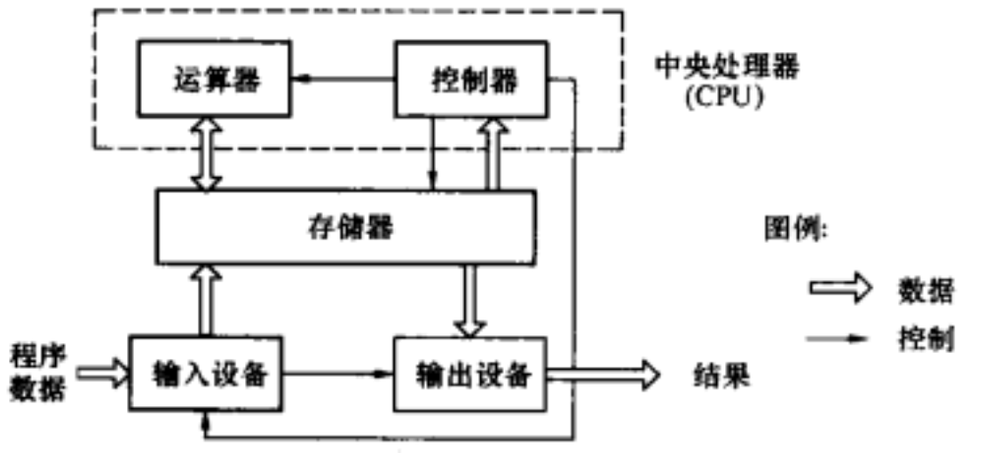


图 18.1-2　计算机硬件系统关系图

CPU 是计算机硬件系统的核心，也称为微处理器，它是组成计算机的一个核心器件。CPU 的主频即 CPU 的标准工作频率，它等于 CPU 在 1s 内能够完成的工作周期数。字长是指 CPU 在一次操作中能处理的最大数据单位，体现了一条指令能处理数据的能力。

存储器的主要功能是存放程序和数据。计算机的存储器系统由主存储器（内存）、辅助存储器（外存）及管理这些存储器的软件组成。内存采用随机存取存储器（Random Access Memory，RAM），它是可读写的易失性存储器（断电后信息不能保存），允许以任意顺序访问其存储单元。而 ROM（Read-Only Memory）是只读存储器，各种类型的只读存储器也具有随机访问的能力，只是不能写入数据。ROM 一般在计算机中用来保存某些专用的程序。

输入设备是外部向计算机传送信息的装置，其功能是将数据、程序及其他信息输入到计算机内部。输出设备的功能

是将计算机内部二进制形式的信息转换成人们所需的或其他设备能接受和识别的信息形式。常见的输出设备有打印机、显示器、绘图仪、数/模转换器、声音合成输出设备等。有的设备兼有输入、输出两种功能，如磁盘机、磁带机等，它们既是输入设备，也是输出设备。

2.2 计算机软件

计算机软件是为了运行、管理和维护计算机而编制的程序和各种文档。软件可以分成若干层，最内层是对硬件的扩充与完善，而外层则是对内层的再次扩充与完善。一般把靠近内层、为方便使用和管理计算机资源的软件称为系统软件。外层的应用软件主要为用户服务，它协助人们完成特殊的应用任务。不同类型的软件的关系见图 18.1-3。

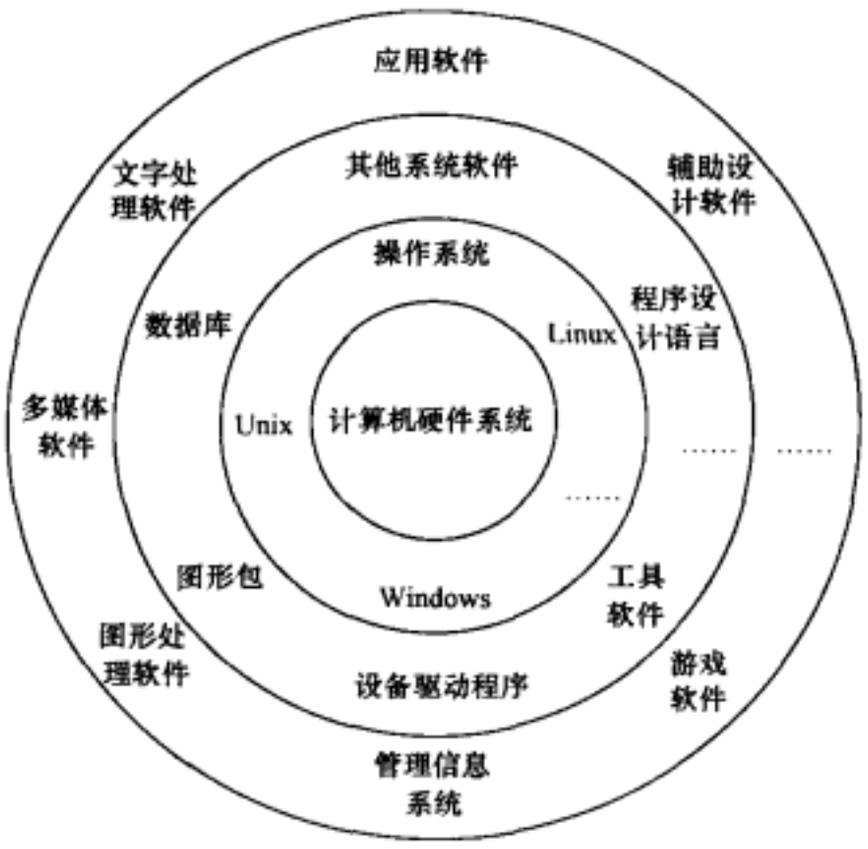


图 18.1-3 计算机软件系统

系统软件是用于计算机管理、监控、维护的软件，并为用户提供一个友好的操作界面，系统软件是计算机与应用软件的接口，协助计算机执行基本操作，为应用程序的开发提供服务。系统软件通常包括操作系统、数据库管理系统、系统实用程序等。操作系统（Operating System，OS）是对计算机全部软硬件资源进行控制和管理的大型软件系统，是直接运行在裸机上的最基本的系统软件，其他软件必须在操作系统的支持下才能运行，它是软件系统的核心。数据库管理系统是对数据库进行有效管理和操作的系统。系统实用程序是一些工具性的服务程序，便于用户对计算机的使用和维护。

应用软件是针对某个应用领域的具体问题而开发和研制的程序。应用软件一般包括用户程序及其说明性文件资料。应用软件具有很强的实用性和专业性。

3 信息系统开发中的主要技术

3.1 数据及数据库技术

数据（Data）是描述事物的符号，是反映客观世界和主观世界的性质、特征、属性及客观事物之间内外在关系的字符、数字、文字、图形、影像等的总称。数据是信息系统的基本概念，是信息技术处理的基本对象。不同形式的数据都可以存入计算机。

数据处理是指对各种形式的数据进行收集、储存、加工和传播的一系列活动的总和。其目的是从大量的原始数据中推导出对人们有价值的信息以作为行动和决策的依据，同时借助计算机科学地保存和管理复杂的大量数据，便于人们能充分利用这些宝贵的信息资源。数据处理的基本过程如图 18.1-4 所示。

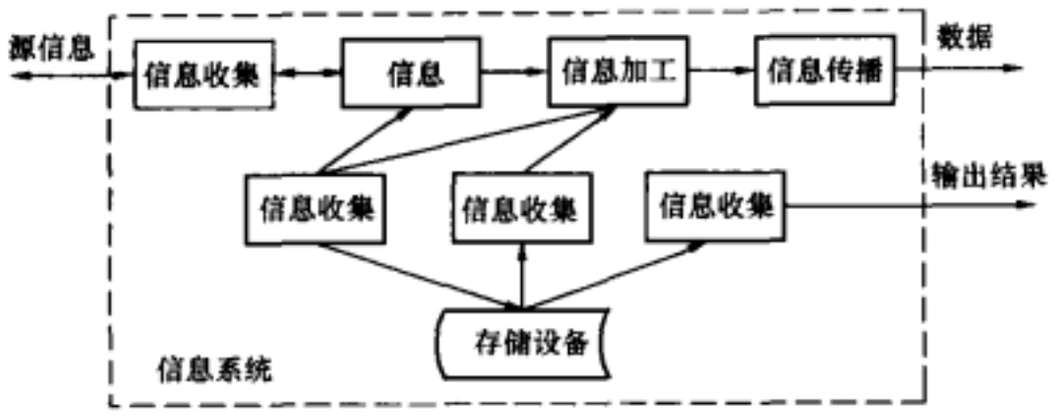


图 18.1-4 数据处理的基本过程

数据库（Databases，DB）是指长期保存在计算机存储设备上并按照某种模型组织起来的，可以被各种用户或应用共享的数据的集合。数据库是数据管理的产物，数据管理是数据库的核心任务。

数据库管理系统（Database Management Systems，DBMS）指提供各种数据管理服务的计算机软件系统，这种服务包括数据对象定义、数据存储与备份、数据访问与更新、数据统计与分析、数据安全保护、数据库运行管理以及数据库建立和维护等。

数据库技术从 20 世纪 60 年代产生以来，经历了层次和网状数据库、关系数据库以及面向对象数据库三代。出现于 20 世纪 70 年代的关系数据库技术在 90 年代初期曾一度受到面向对象数据库的巨大挑战，但是市场最后还是选择了关系数据库，它们仍然是当今使用最为广泛的数据库。

SQL（结构化查询语言，Structured Query Language）是所有关系数据库的公共语言，由于主要的关系数据库管理系统都支持 SQL 语言，所有用 SQL 编写的程序都是可以移植的。SQL 为许多任务提供了命令，包括建立、查询、插入、修改和删除数据对象，控制对数据对象的存取，保证数据库的一致性和完整性。

数据库系统的主要特点是：

（1）采用复杂的结构化数据模型。数据库系统不仅要描述数据本身，还要描述数据之间的联系。

（2）较高的数据独立性。数据和程序彼此独立，数据存储结构的变化尽量不影响用户程序的使用。

（3）最低的冗余度。数据库系统中的重复数据被减少到最低程度，这样，在有限的存储空间内可以存放更多的数据并减少存取时间。

（4）数据控制功能。数据库系统具有数据的安全性，以防数据丢失和被非法使用；具有数据的完整性，以保护数据的正确、有效和相容；具有数据的并发控制，避免并发程序之间的相互干扰；具有数据的恢复功能，在数据库被破坏或数据不可靠时，系统有能力把数据库恢复到最近某个时刻的正确状态。

3.2 大型软件开发技术

开发大型应用软件分为可行性分析、需求分析、总体设计、详细设计、程序开发、软件测试、运行和维护等阶段。每个阶段都有明确的任务。最常用的软件开发技术体系是瀑布模型（见图 18.1-5）。

可行性研究是软件开发的第一个阶段，主要任务是对系统进行初步调查，分析与确定系统目标，分析子系统的组成及基本功能，拟定系统的实现方案，进行系统的可行性研究，提交可行性论证报告。

需求分析阶段的主要任务是准确完整地体现用户的要

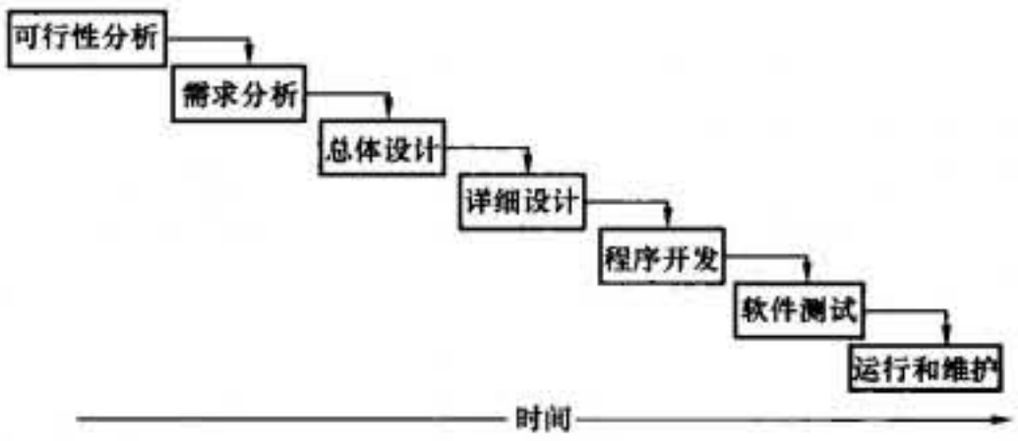


图 18.1-5　软件开发过程——瀑布模型法

求，用正式文档（通常称为需求说明书）准确地记录对目标系统的需求。在此阶段确定的系统逻辑模型是以后设计和实现目标系统的基础。

总体设计又称作概要设计，在该阶段设计出实现目标系统的几种可能的方案，用适当的表达工具描述每种方案，分析每种方案的优缺点，并在充分权衡各种利弊的基础上推荐一种最佳方案。

详细设计也称为模块设计，在该阶段将详细地设计每个模块，确定实现模块功能所需要的算法和数据结构，并设计出包含必要细节的详细的程序规格说明，程序员可以根据它们写出实际的程序代码。

程序开发阶段要根据目标系统的性质和实际环境，选取一种适当的高级设计语言，把详细设计的结果翻译成用选定的语言书写的程序，写出正确的容易理解、容易维护的程序模块，并仔细测试编写出的每一个模块。

软件测试阶段的任务是通过各种类型的测试（及相应的调试），找到其中的错误并及时纠正，使软件达到预定的要求。应用软件通常由若干个子系统组成，每个子系统由若干模块（程序）组成，可以把测试工作分为模块（程序）测试、分调（子系统测试）、总调（系统测试）和系统试运行四个层次依次进行。

运行和维护阶段是指在经过总调和系统试运行后，生成可执行的应用软件，并将打包的应用软件交付用户运行。软件维护是指通过必要的维护使系统持久地满足用户的需要，通常包括：

（1）改正性维护，诊断和改正在使用过程中发现的软件错误。

（2）适应性维护，修改软件以适应环境的变化。

（3）完善性维护，根据用户的要求改进或扩充软件使它更完善。

（4）预防性维护，修改软件为将来的维护活动预先做准备。

3.3　空间信息技术

空间信息技术主要指全球定位系统、地理信息系统和遥感系统，近几年来，空间信息技术在电力系统得到了越来越广泛的应用。

（1）全球定位系统。全球定位系统 GPS（Global Positioning System）从 20 世纪 70 年代开始研制，于 1994 年全面建成，具有在海、陆、空全方位实时三维导航与定位能力的新一代卫星导航与定位系统。GPS 系统具有高精度、全天候、高效率、多功能、操作简便、应用广泛等特点。卫星不间断地发送自身的星历参数和时间信息，用户接收到这些信息后，经过计算求出接收机的三维位置、三维方向以及运动速度和时间信息。

用户只要有 GPS 接收机，就能自主地在任何地点、任何时间进行测时和定位。GPS 主要应用于电力系统的工程测量、航空摄影测量、运载工具定位导航、工程变形监测、资源勘察、应急抢修、故障诊断等方面。GPS 还可用于对电力系统各种装置进行时钟校验，使保护装置及自动装置都具有统一时钟，准确记录每次事故的时间，以便事故调查与分析；另外，利用 GPS 信号接收机进行配网巡线、检修，可以大大提高工作效率。

（2）地理信息系统。地理信息系统（Geographical Information System，GIS）是 20 世纪 60 年代开始迅速发展起来的地理学研究技术，是多种学科交叉的产物。GIS 是以地理空间数据库为基础，采用地理模型分析方法，适时提供多种空间和动态的地理信息，为地理研究和地理决策服务的计算机技术系统。

GIS 在电力行业已经有了广泛的应用。GIS 可以为调度人员提供准确的电网地理信息，为电力系统决策人员提供一个多元化的决策依据。

（3）遥感系统。遥感系统（Remote Sensing，RS）是以航空摄影技术为基础，于 20 世纪 60 年代初发展起来的一门新兴技术。遥感利用遥感器从空中探测地面物体的性质，它根据不同物体对波谱产生不同响应的原理，识别地面上的各类物体，也就是利用地面上空的飞机、飞船、卫星等飞行物上的遥感器收集地面数据资料，并从中获取信息，经记录、传送、分析和判读来识别地物。

目前遥感系统在电力系统的主要应用方向是防灾，即对电网、电厂的运行和灾害情况进行监控和分析。遥感技术的应用领域随着空间技术、地理信息系统和全球定位系统技术的发展及相互渗透，将会越来越广泛。

3.4　流媒体技术

流媒体（Stream Media）是指在因特网中使用流式传输技术的连续时基媒体，如音频、视频、动画或其他多媒体文件。用户不需要按照传统播放技术的方式下载整个文件后才能播放，只需将开始部分的内容存入内存，就可以一边解压播放前面传送过来的压缩包，一边下载后续的压缩包，从而节省了时间。流媒体技术是未来高速宽带网络的主流应用之一。电力系统常见流媒体应用有网络直播、视频点播（VOD）、视频监视、视频会议、远程教学、交互式游戏等。

电力系统内已广泛应用流媒体技术搭建网络直播平台，对企业的重大事件或重要会议进行现场网络直播。利用网络直播形式对重要会议进行现场直播，既节约成本，又提高了效率，效果显著。图 18.1-6 为网络直播系统基本架构示意图。

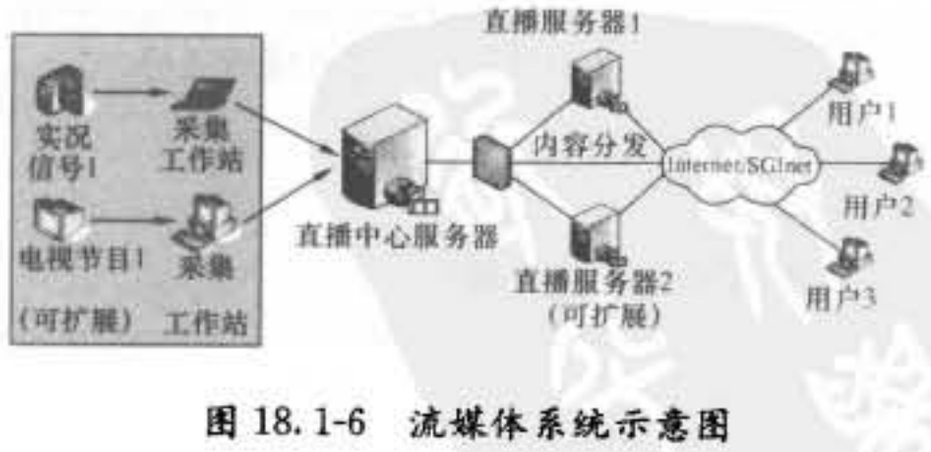


图 18.1-6　流媒体系统示意图

3.5　信息工程

信息工程（Information Engineering）于 20 世纪 80 年代初创立的。信息工程是以当代数据库系统为基础，以建立计算机化的企业管理系统为目标的一个学科，是多种技术、多种学科的综合。

典型的信息过程包括从信息产生（提出问题）到最终被利用（解决问题）的全过程。典型的信息全过程模型如图

18.1-7 所示。

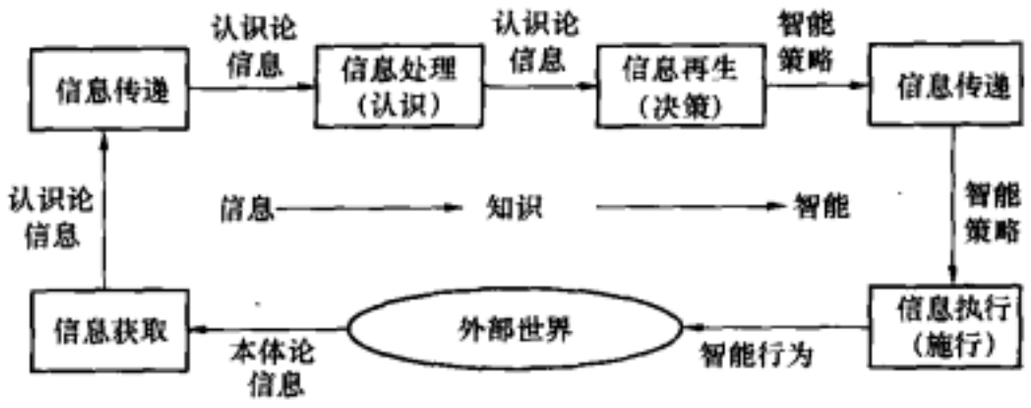


图 18.1-7 典型信息全过程模型

典型的信息全过程包括信息获取过程、信息传递过程、信息处理（认知）过程、信息再生（决策）过程、信息执行过程（按照智能策略形成智能行为并解决问题）。

信息工程由 13 块构件组成（见图 18.1-8），这 13 块构件是相互连系的，构成一个统一体——信息工程方法。其中，最为基础的是处于图中最下部的 3 个部分：企业模型、实体关系分析和数据模型的建立（即主题数据库规划）及数据分布规划。当业务过程发生变化时，这三部分通常都保持相对稳定。

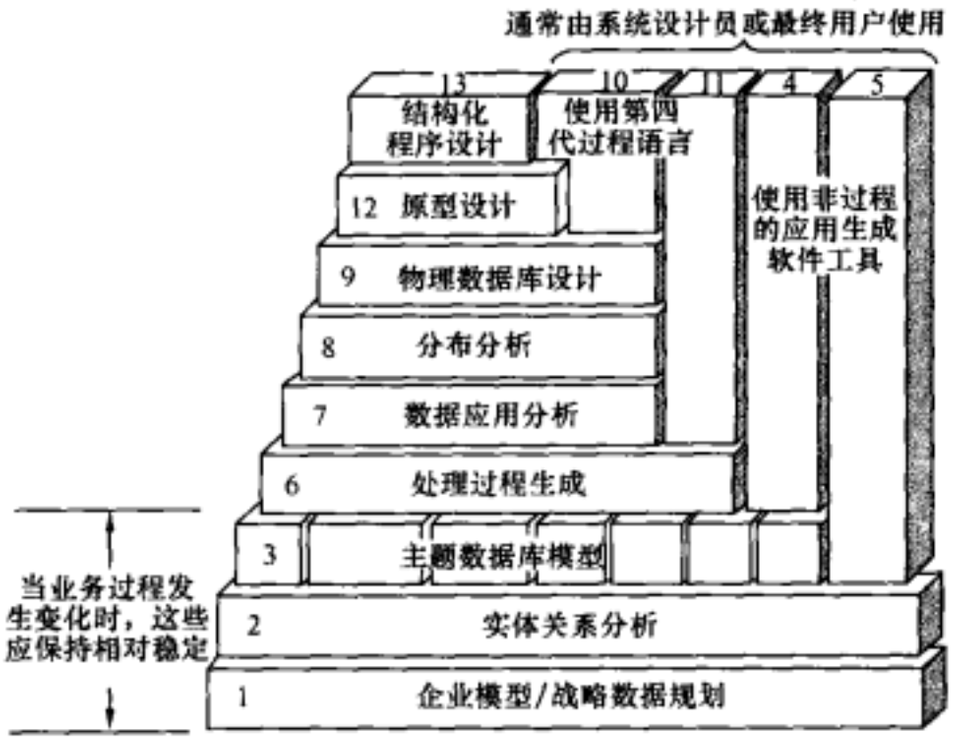


图 18.1-8 信息工程的组成部分

由于用户最了解业务过程和管理上的信息需求，所以从规划到设计实施，在每一阶段上都应该有用户的参加，特别是在总体规划阶段，企业高层领导要参加。数据位于现代数据处理的中心，借助于各种数据系统软件，对数据进行采集建立和维护更新。虽然企业的数据模型是相对稳定的，但是应用这些数据的处理过程却是经常变化的。可以经常地改变处理过程，只有建立了稳定的数据结构，才能使行政管理上或业务处理上的变化能被计算机信息系统所适应。

4 数据中心

4.1 企业数据中心的体系结构

企业数据中心（Data Center，DC）储存了企业的基础数据，是企业信息的集散中心，是企业信息资源的处理、存储和备份中心，是企业应用系统数据共享的平台。企业数据中心的逻辑结构如图 18.1-9 所示，可划分为三个层次，即数据获取层、数据管理层和数据使用层。

数据获取层直接或通过数据交换平台采集抽取来自各业务系统和各相关单位的数据，实现原始数据的分离、清洗、转换等处理工作，加载到数据存储层的主题数据库和数据仓库中，实现数据的整合与提炼。数据管理层提供面向企业主题的数据存储与管理环境，包含企业的全局业务数据模型，

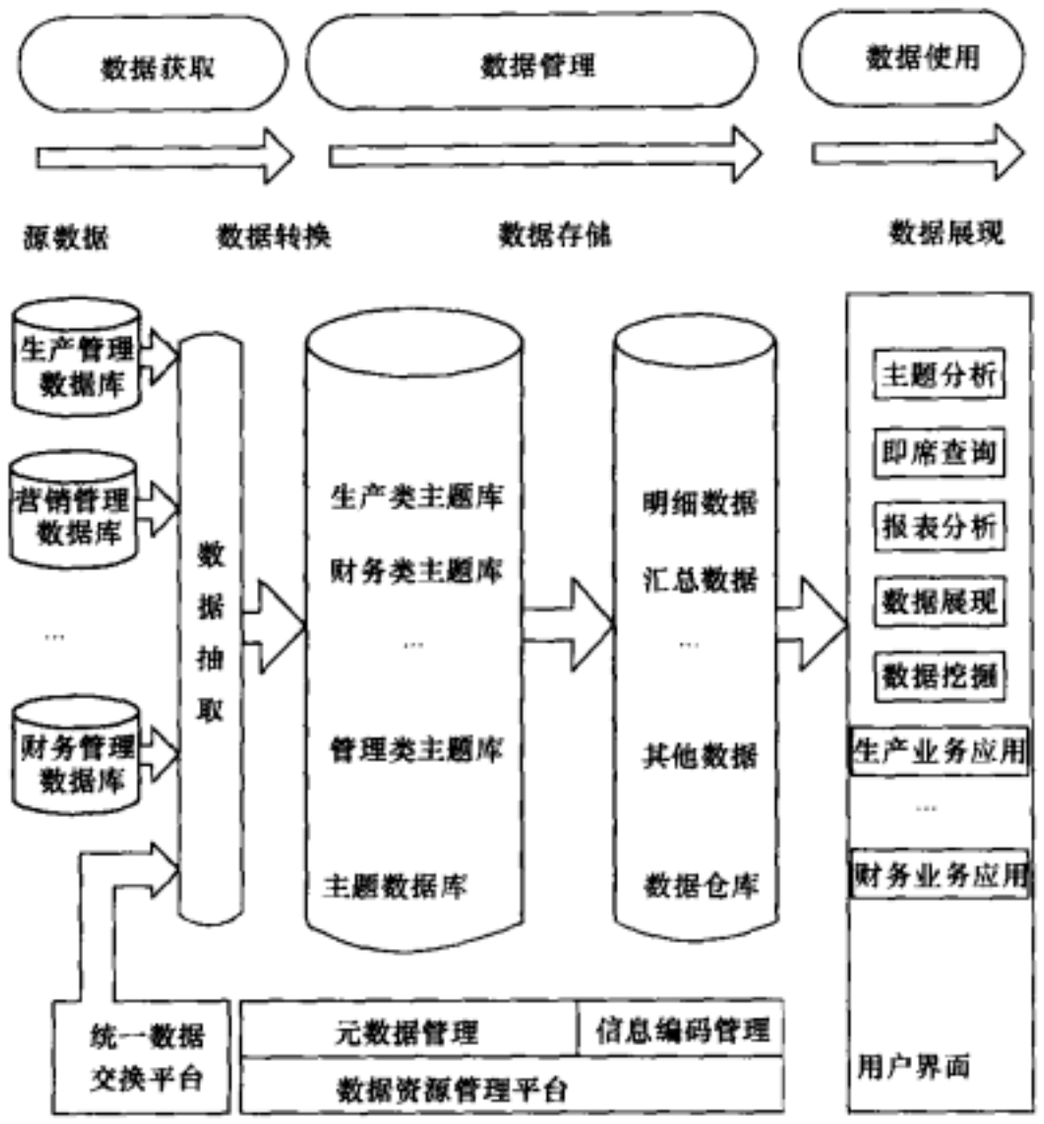


图 18.1-9 企业数据中心逻辑层次构成图

提供面向应用的业务处理数据支撑平台以及数据资源管理平台，实现对元数据的管理和数据编码的管理，并在此基础上建立数据仓库，实现业务数据的标准化管理和高效灵活的查询、统计和联机分析处理。数据使用层通过统一的数据展现界面，进行统一的用户管理和系统资源管理，实现数据中心资源的统一展现，同时实现对用户和数据中心数据的安全保护。

数据中心的主题数据库、应用扩展数据库、数据仓库是不同应用层次的数据资源体系。主题数据库包含所有业务系统的核心基础主题数据，一般根据企业总体数据规划分析确定，同时依据企业数据模型建立了企业的全局数据字典、管理业务数据的编码等规范，统一数据“语言”，从而为数据资源共享提供了可能。主题数据库是面向业务主题的数据组织存储，由各业务应用系统对数据中心的数据进行收集、转换、存储和管理。应用扩展数据库是在相应业务主题数据库的基础上，扩展了各业务应用系统专用的其他数据组成。数据仓库是通过抽取方式，对数据中心各主题数据库信息进行进一步钻取、清洗、转换、存储及管理。如根据业务主题库分类，建立多维的数据分析和挖掘主题，根据业务需要建设数据分析模型和算法，通过展现方法从中提炼出有规律的、可重复使用的知识来帮助决策支持，并转化为企业业务动态分析、市场预测和生产管理的核心竞争力。

4.2 企业数据中心的主要功能

企业数据中心根据企业规模大小和数据处理进程包括业务数据、办公信息、综合服务信息和决策信息四类数据，主要完成以下功能：

（1）抽取和存储覆盖本单位生产、营销、管理各环节的业务数据，包括企业的生产管理、调度运行、资金财务、人力资源、资产设备、市场营销、工程设计、建设环保等一系列数据。这类信息与企业生产管理活动实时相连，实时更新，其数据类型一般是关系型结构化数据，该类数据是企业的核心资源。

（2）采集和存储覆盖本单位办公环节的办公数据。“办公信息”与企业的办公活动密切相连，实时生成企业各部门

办公流程中的各类信息并进行存储，比如公文处理信息、签报信息、会议督办信息、领导活动安排等，其数据类型一般是文字型和流程类的非结构化数据，该类数据也是企业的核心资源。

（3）采集和存储为本单位生产、营销、管理、决策各环节服务的“综合服务信息”，其内容一般为综合性的，范围较广，包括了企业各部门公用的、非实时的、历史性的、综合分析类的信息，供企业各类人员生产、管理、科研、决策时参考使用，比如电力动态信息、政策法规信息、标准化信息、会议文集、出国考察报告、电力期刊等，其数据类型包括了关系型、文字型、多媒体等多种类型。一般来讲具有一定规模的企业可以建立综合服务性信息。

（4）抽取和存储为本单位生产、营销、管理、决策服务的“决策信息”，在前三类信息的基础上通过前端展现工具，实现数据仓库中业务数据的汇总、展现、分析和挖掘，提供辅助决策支持。辅助决策是企业数据中心发展的高级阶段，数据资源作为企业核心资源的作用会更加明显。

（5）具有从多个数据源中抽取、转换和汇总业务数据的能力。实现关键业务应用数据的纵向交换，确保企业与上下属单位的信息畅通。

（6）内建基于企业统一数据模型的企业全局数据字典、管理业务数据编码规范等标准，通过企业资源管理平台进行管理维护，统一企业内部各关键业务指标的内涵，解决各专业系统间相同业务指标的一致性问题。根据数据标准和数据字典，对交换的数据进行标准化处理，存储到数据仓库，实现数据的共享和应用。

4.3　数据模型

建立数据模型是为了对拟解决的问题有清晰的认识和全面的规划，否则，系统建设将失去统一规划，很难理清业务逻辑，造成后期工程实施的混乱，开发出的系统将无法全面满足业务需求，还可能使系统建设失败。

数据建模是企业信息化中的一个重要步骤，可以理清企业各系统间的信息交互和信息共享模式，从而为统一数据环境的建立打下基础。数据模型包括逻辑模型和物理模型两个层面，逻辑模型是按照用户的观点对数据和信息进行建模；物理模型则是面向实际系统的数据库，表现为数据结构、数据操作和约束条件。可以说物理模型是逻辑模型的具体实现。

企业数据模型按照处理方式可分为关系数据模型和面向对象的数据模型。关系数据模型着重于描述数据本身及其关系；面向对象的数据模型着重于描述对象属性及其行为，这是因为系统中含有复杂的行为和特定于某种状态的行为。

企业数据模型按照属性来分，包括公共数据模型和私有数据模型。公共数据模型包括纵向公共数据模型和横向公共数据模型。纵向公共数据模型是为了实现电力企业与上级单位、下属单位的纵向数据交换而建立的数据模型；横向公共数据模型是为了实现电力企业内部横向数据集成而建立的数据模型。私有数据模型是为各项业务应用存储专用数据而建立的数据模型。

企业数据模型按照用途来分，包括业务数据模型和分析数据模型。业务数据模型描述了企业生产、科技、管理、财务等业务数据，由公共数据模型中与本业务有关的部分和本业务的私有数据模型组成，业务应用系统直接应用业务数据模型。分析数据模型描述了企业综合数据指标，以分析决策数据为主要内容。数据中心的分析型应用（固定报表、即席查询、领导查询、业务分析、数据挖掘）使用分析型数据模型，分析型数据模型应来源于公共数据模型。

企业数据模型建立后，可进一步指导企业按照一定的规则在企业数据中心建立概念数据库、逻辑数据库和物理数据库，从而实现企业统一的标准数据环境，为业务应用系统提供良好的数据支持。

第2章 电力信息化

1 电力信息化建设

电力系统信息化通常称为电力信息化，电力信息化建设的主要内容包括：

(1) 电力企业局域网络和广域网的建设、应用与维护；

(2) 电力企业信息资源、数据库系统的建设与应用；

(3) 电力企业作业、采购、生产、销售、库存、电网输配电系统调度与检测、机组运行及电厂、变电站运行过程的状态监控等生产过程的信息系统建设与应用；

(4) 电力企业管理、人力资源开发、规划与计划、决策和分析、办公自动化、服务体系等管理信息系统的建设与应用；

(5) 电力企业资本运行、资产运作、下属企业的管理信息系统的建设与应用；

(6) 电子商务系统的建设与应用；

(7) 电力规划与设计信息系统的建设与应用；

(8) 电力工程管理系统的建设与应用；

(9) 电力科技、文献资料、档案、培训、教育系统的建设与培训；

(10) 电力企业各种信息应用系统的建设与应用。

电力信息化适用于电力行业一切应用信息技术、计算机技术以及网络通信技术开发建设的项目、工程、生产、调度、安全、运行、业务工作、管理、科研、设计、教育培训等。电力信息化融于电力工业的全部过程，覆盖从规划设计、电力基建工程、发电、输配供电管理与调度、继电保护、电网规划维护、变电站和电厂监控、供电营销、客户关系管理等生产操作层应用到电力企业生产、安全、计划、财务、资产、设备、物资、人力资源、科技、培训、综合服务、情报分析等企业管理层应用，以至企业决策层的经济统计与分析、战略规划和预测、电力市场分析预测等战略层应用。

电力信息化在电力行业的应用范围很广，主要分为战略上的应用、中间管理层的应用及生产和经营操作层的应用。

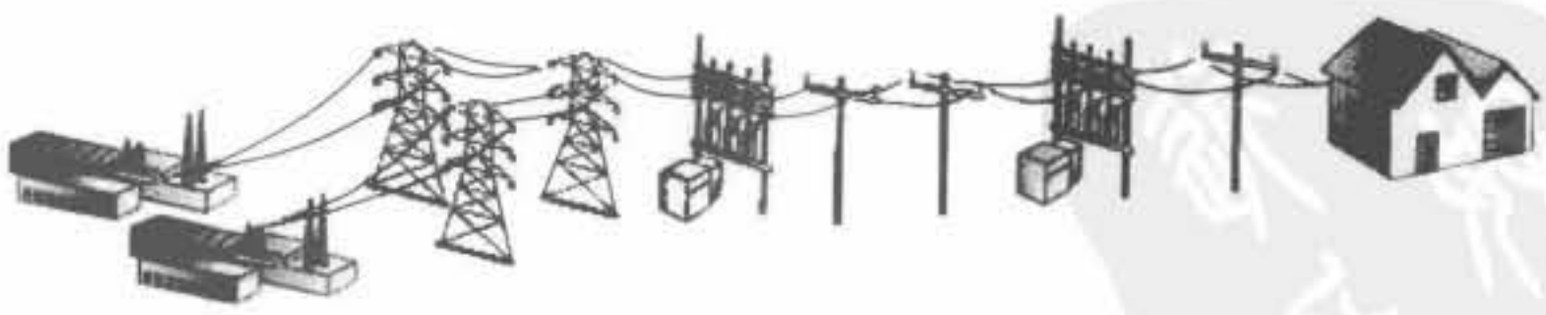
(1) 电力信息化在电力企业发展战略上的应用，主要是实施基于电力企业发展目标与经营战略的电力企业信息化战略规划。企业信息化战略规划的设计关系到企业的长远发展，并与企业的发展战略密不可分，具有全局性、长远性，涉及企业经营的三个层面，即企业级宏观决策战略、事业部门级战略、业务职能级战略。企业信息化发展战略服从和服务于企业经营战略，要建立企业统一的信息化发展规划和模型、框架，建立企业信息化评估体系和指标体系，建立企业信息化管理体系与制度，建立企业信息标准体系，建立企业安全体系。

(2) 电力信息化在中间管理层的应用主要涉及电力企业各级管理部门的信息化。管理信息化是电力信息化极为关键的环节，包括改革电力企业管理制度，理顺电力管理流程，实现企业管理优化。当前电力企业有很多已建和在建的企业管理信息系统，如管理信息系统（MIS）、办公自动化（OA）、财务系统、企业资源规划（ERP）、企业资产管理（EAM）等。

(3) 电力信息化在生产和经营操作层的应用，主要是解决电力企业生产过程和经营过程中的信息化、网络化和自动化建设，包括电厂的生产监控系统、机组运行管理与检测、燃料管理、设备管理、物资管理，变电站无人值守和远程监控，电厂、电网建设工程监视检测，电力调度与自动化，环境保护，电力营销与客户管理等。

电力信息化的特征见表 18.2-1。

表 18.2-1　　电力信息化特征

内容 \ 企业类型	发电企业	输电企业	配电企业	售电和用户
电力生产示意图				
企业资源信息	设备、人员、资金	设备、人员、资金	设备、人员、资金	设备、人员、资金
生产经营信息	内部管理、经营	内部管理、经营	内部管理	电费管理
实时性信息	实时的监控	实时的监控	实时的监控	实时的监视
历史性信息	设计、施工、安装	设计、施工、安装	设计、施工、安装	施工、安装
政策、法规与标准信息	环境、运输、安全、生产等要求的规程规范	运行、安全等要求的规程规范	运行、安全等要求的规程规范	安全等要求的规程规范
供给市场信息	燃料、物资、备件	物资、备件	物资、备件	物资、备件
用户市场信息	电力市场信息	直供用户信息	大用户信息	用户信息

通过对电力企业的数字化集成，供应链上每个环节的管理将从单纯的合同契约管理变成共同发展的合作伙伴模式，企业之间逐步实现信息和知识共享、优势互补、利益共享和风险共担，从而建立起电力企业之间信息沟通的桥梁。

2　电力企业资源规划

2.1　企业资源规划的基本概念和原理

企业资源规划（Enterprise Resource Planning，ERP）是 20 世纪 90 年代初由美国著名的计算机技术咨询和评估集团 Garter Group 公司提出的一整套企业管理系统体系标准，其实质是在制造资源计划（MRP II）基础上进一步发展而成的管理思想[1]。ERP 的基本思想是将企业的业务流程看作是一个紧密联系的供应链，其中包括供应商、制造工厂、分销网络和客户等，借助先进的信息技术，构建以财务为核心，集物流、资金流、信息流“三流”为一体，支撑企业精细化管理和规范化运作的综合管理信息系统。ERP 将企业所有资源进行整合集成管理，将企业内部划分成几个相互协同作业的支持子系统，涉及到企业的人、财、物三个主要方面，此外，还包括企业的市场营销、生产管理、质量控制、服务维护、工程技术、融投资以及对竞争对手的监视管理等内容。

ERP 按业务流程进行管理，管理的企业资源包括企业的厂房、仓库、物资、设备、工具、资金、人力、技术、信誉等全部可供企业调配使用的有形和无形资产。ERP 的功能模块不仅可用于生产企业的管理，而且许多其他类型的企业，如一些非生产、服务业、公益事业的企业也都可引入 ERP 系统进行资源计划和管理。ERP 是建立在信息网络技术基础上的，以系统化的管理思想为依据，为企业合理调配资源，最大化地创造价值服务，建立企业内部决策和管理的应用信息系统平台，实现企业集约化管理。

信息技术的快速发展，造就了许多新的概念，比如 ERP、BPR、EAI、EAM、CRM、SCM、MIS、GIS 等，这些概念产生于不同时代，内容上各有侧重，有的相互关联，有的相互重复。

MIS（Management Information System），即管理信息系统，是产生较早的一个概念，是指通过数据的电子化处理，对管理信息进行收集、传递、存储、加工、维护和使用，形成信息的多用户共享，以支持企业高层决策、中层控制、基层运作的集成化系统。

EAM（Enterprise Asset Management），即企业资产管理，是指以提高资产可利用率、降低企业运行维护成本为目标，以优化企业维修资源为核心，通过信息化手段，合理安排维修计划及相关资源与活动，通过提高设备可利用率增加收益，通过优化安排维修资源降低成本，从而提高企业的经济效益和市场竞争力。

CRM（Custom Relationship Management,）即客户关系管理，是指辨识、获取、保持和增加“可获利客户”的理论、实践和技术手段的总称。它既是一种国际领先的以“客户价值”为中心的企业管理理论、商业策略和企业运作实践，也是一种以信息技术为手段，有效提高企业收益、客户满意度、员工生产力的管理软件。

BPR（Business Process Reengineering），即业务流程重组，是指对企业的业务流程进行根本性的再思考和彻底性再设计，从而获得在成本、质量、服务和速度等方面业绩的显著性的改善，使得企业能最大限度地适应以“顾客、竞争和变化”为特征的现代企业经营环境。

EAI（Enterprise Application Integration）即企业应用集成，是指通过新技术与新的业务流程概念，提供各种解决方案以整合企业内部不同应用系统，实现数据在多个应用系统之间的同步和共享。

SCM（Supply Chain Management）即供应链管理，是指基于最终客户需求，对提供某种共同产品或服务的相关企业的信息资源，以基于网络技术的软件产品作为工具进行管理，从而实现整个渠道商业流程优化的一个平台。

GIS（Geographical Information System）即地理信息系统，是指以地理空间数据库为基础，采用地理模型分析方法，适时提供多种空间的和动态的地理信息，为地理研究和地理决策服务的计算机技术系统。

上述概念中，ERP 和 MIS 最为全面和综合，可以涵盖企业信息化的主要方面。可以说，MIS 仍然是管理信息系统的总称，ERP 是 MIS 的高级阶段，是企业实现信息化的一种有效手段，但不是企业信息化的全部。BPR 是企业改进流程的一种手段，ERP 与 BPR 并无必然的联系，但是 ERP 应在具有一定管理基础的企业实行，因此管理基础较弱的企业首先进行流程重组和改进，然后实施 ERP 效果更好，成功率更高。而 SCM、EAM、CRM 均可以看成是 ERP 的一个部分，或者一个模块，它们局限于某一方面的应用，但是也起到了很好的效果，企业实施 ERP 不一定要选择所有模块，应选择企业最需要的模块就能起到很好的效果。EAI 是企业信息集成的一种技术或者方案，它是为解决现阶段信息资源分散的现状而产生的。ERP 本身也具有信息集成的作用，只是 ERP 的集成更为彻底和坚决，因此这两种方案实际上是相重的，企业在信息化建设中选用一种即可。

2.2　企业资源规划的主要功能

ERP 强调人、财、物、产、供、销全面结合、全面控制，实时反馈、动态协调，以销定产、以产求供，达到一种效益最佳、成本最低的管理思想和理念。在企业中，一般的管理主要包括三个方面的内容：生产控制（计划、制造）、物流管理（分销、采购、库存管理）、人力资源和财务管理（人力资源、会计核算、财务管理）。ERP 把这三大系统整合在一起，相互连接，集合成一个统一的管理系统，能够很好地对企业进行集中管理。

ERP 以财务管理为核心，形成了包括财务管理、价值管理、物流管理、人力资源管理、计划管理、供应链管理、客户管理七个领域的一体化管理系统。ERP 的主要功能有销售管理、采购管理、库存管理、项目管理、计划管理、物料管理、车间管理、质量控制、成本管理、固定资产管理、财务管理、人力资源管理、薪酬管理、生产管理、设备管理、供应链管理、客户关系管理、物流管理等。

2.3　企业资源规划的主要特点

ERP 系统提供一种一体化、规范化、标准化、流程化管理的手段。ERP 系统是一个面向供应链管理的管理信息集成。ERP 保留了传统制造资源计划（MRPII）系统的制造、供销、财务功能外，增加了支持物流体系的运输管理、仓储管理；支持在线分析处理、售后服务和质量反馈，实时准确掌握市场需求；支持生产保障体系的质量管理、实验室管理、设备维修和备品备件管理；支持跨国公司的多地区、多语种、多币制的经营需求；支持多种生产类型或混合型制

造企业，汇合了离散型生产、流水作业生产和流程型生产的特点；支持远程通信、Web/因特网/局域网/广域网、电子商务、电子数据交换。

ERP 系统普遍采用了图形用户界面技术、SQL 结构化查询语言、关系数据库管理系统、面向对象技术、客户机/服务器和分布式数据处理系统等技术，具有用户自定义的灵活性和可配置功能，可适应不同行业用户的需要。

ERP 系统支持企业的资本运行和投资管理、各种法规及标准管理等，是集企业生产、经营、管理为一体的管理信息系统。ERP 系统同企业业务流程重组密切相关。通常带来企业业务流程、信息流程和组织机构的改革。

2.4 电力企业资源规划的实施

ERP 不仅仅是一套软件或者一个项目，而是当今国际上先进的企业管理模式、管理思想的一个载体。通过 ERP 的实施，对企业所拥有的人、财、物、信息、时间和空间等综合资源进行综合平衡和优化管理，协调企业各业务部门，围绕市场导向展开业务活动，使企业取得最好的经济效益。这与企业信息化的目标和思想是一致的。但是 ERP 不能等同于企业信息化，应该说，ERP 只是企业信息化的一部分，只表达了企业信息化的一部分。制造业 ERP 以产品制造为核心，而电力企业可供优化的资源，大量以资产、资金、资本性支出、融资业务、投资业务、工程、生产等方式来配置，因此，电力企业的 ERP 应该是以资产、资金为重点，以价值链为核心的 ERP。

电力企业实施 ERP 的重点应该是：

（1）严格管理各项资产、降低损失和流失、降低维护费用。

（2）统一、集中管理资金，提高资金利用率、利用资金创造效益。

（3）严格管理和控制资本性支出。

（4）对融资活动进行周密的计划和安排，降低财务费用。

（5）全面控制固定成本。

（6）建立良好的客户关系，提高服务水平等。

由于电力企业具有不同于其他行业的自身特点，所以在实施 ERP 时应注意：

（1）电力企业的特点是集团化管理。作为集团公司，一定要对资源进行实时的配置和控制，对企业业务资源和财务资源有集中管理、严密控制的要求。ERP 的实施要适应电力企业高度集中、垂直控制的特点，适应采用数据大集中的数据处理和业务管理方式，数据集中的目的是通过信息共享实现对资源的实时配置和控制。电力企业 ERP 的数据存放方式和业务处理模式应该是高度集中。在集中式的管理体系下，原有的下属单位的作用会发生改变：从企业资源的角度，各下属单位原有的资源已经不是独立的，而是整个集团公司资源的一部分；从管理、控制、评价的角度，各下属单位对应于一个或多个责任中心；从核算的角度，各下属单位还可以保留单独的账户体系，按会计主体分别形成对外报告。

（2）在 ERP 实施中，必须以企业、集团为整体设计和实现整个系统，保证内在的高度一致性。电力企业的组织机构的构成和层次都比较复杂，ERP 系统避免了按照组织机构或业务流程开发一个个具有独立的数据结构通过“接口”连在一起的业务系统。

（3）ERP 还应充分反映电力企业的专业、技术特点。如电力企业的设备管理，就必须是集电力设备管理、客户管理、电网计算分析和优化等于一身的系统；销售管理，就与制造业的分销在客户、计量、计价等各方面都迥然不同。电力企业 ERP 系统，在设计、研发、实施的各个环节都必须充分反映企业的这些专业技术特点，才能真正做到实用化，即让系统成为电力企业的管理人员、业务人员，生产工人日常工作不可或缺的工具。

（4）在实施的进程和方法论上，要实现 ERP 的持续优化。制造业的市场化程度较高，商业模式和业务流程都比较成熟，可以在实施 ERP 软件前做“休克”式的业务流程重组，而在软件上线后实行管理冻结。电力行业的改革还在不断深化中，组织机构、业务体系、业务流程、商业模式等都会不断地变化。因此，无法采用制造业的“休克加冻结”的实施方法。在实施电力企业 ERP 软件时，用户应该根据自身对变革的承受力对业务流程和组织机构进行必要的优化。但是，不能要求这种优化必须“一成不变”，在软件应用之后的企业发展过程中，用户还应该不断地根据企业的发展进行适时的优化。

2.5 一体化企业级信息集成平台

信息应用集成是一种多个不同应用系统之间完成互连互通的关键技术，它融合消息通信、信息映射、信息通信安全和工作流程等多种技术为一体，采用开放的集成技术，以流程为中心，以本地的网络基础架构为基础，支持多种通信方式，从“点到点”的连接到企业服务总线，能够通过连接器集成异构系统，并且支持对外行业的应用系统集成。

通过应用集成技术提供一个集成中心，以一致并易于接入的方式将各种类型的信息协调整合到一起，通过流程集成引擎和流程设计、监控工具，协调、设计、监控，实现系统内各应用程序间实时的相互通信，实现跨不同部门、不同下属企业甚至其他企业的工作流程，使企业的商业流程可以在异构 IT 系统间无缝地运行。

为做到真正意义上各层面的无缝集成，必须在各个集成层面上支持相应的技术标准和行业标准，加强技术架构的开放性，尤其是对 Web 服务架构的转换和集成。特别是 Web 服务技术，例如可扩展标记语言（XML）、简单对象访问协议（SOAP）、Web 服务描述语言（WSDL）和统一描述、发现和集成协议（UDDI）等。

实现应用集成中心需要企业服务总线、集成引擎、业务流程引擎、业务流程设计器、业务流程监控、连接器等多方面的关键技术，应用集成的整体框架如图 18.2-1 所示。

一体化企业级信息集成平台通过建立企业服务总线（ESB），定义服务之间良好的接口和契约实现，把系统内的软件和资源联系起来，保证企业关键的业务流程可以正常运行，提供跨组织、跨平台的人员协作、信息数据、商业流程等层面的集成和整合，加上各种核心的业务应用，形成企业完整的信息化系统。

不管是企业原有的还是新建的应用，不论是 J2EE 还是 .NET，Unix 还是 Windows 等环境下的各种应用，一体化企业级信息集成平台都能够提供集成支持。对于基于该平台的新建业务应用，按照平台支持的开发体系，自然集成在整个信息平台中；对于原有的符合集成接入规范的业务应用，能够轻松地集成进来；对于原有的没有支持通用接口标准的业务应用，可以通过连接器集成进来。对于系统外单位的应用，可以通过 ESB 网关接入进来；对于下属企业可以通过 ESB 网关进行流程交互，而对于业务数据交互通过数据交换功能进行。

与数据中心或业务应用通过门户进行展现一样，电力集

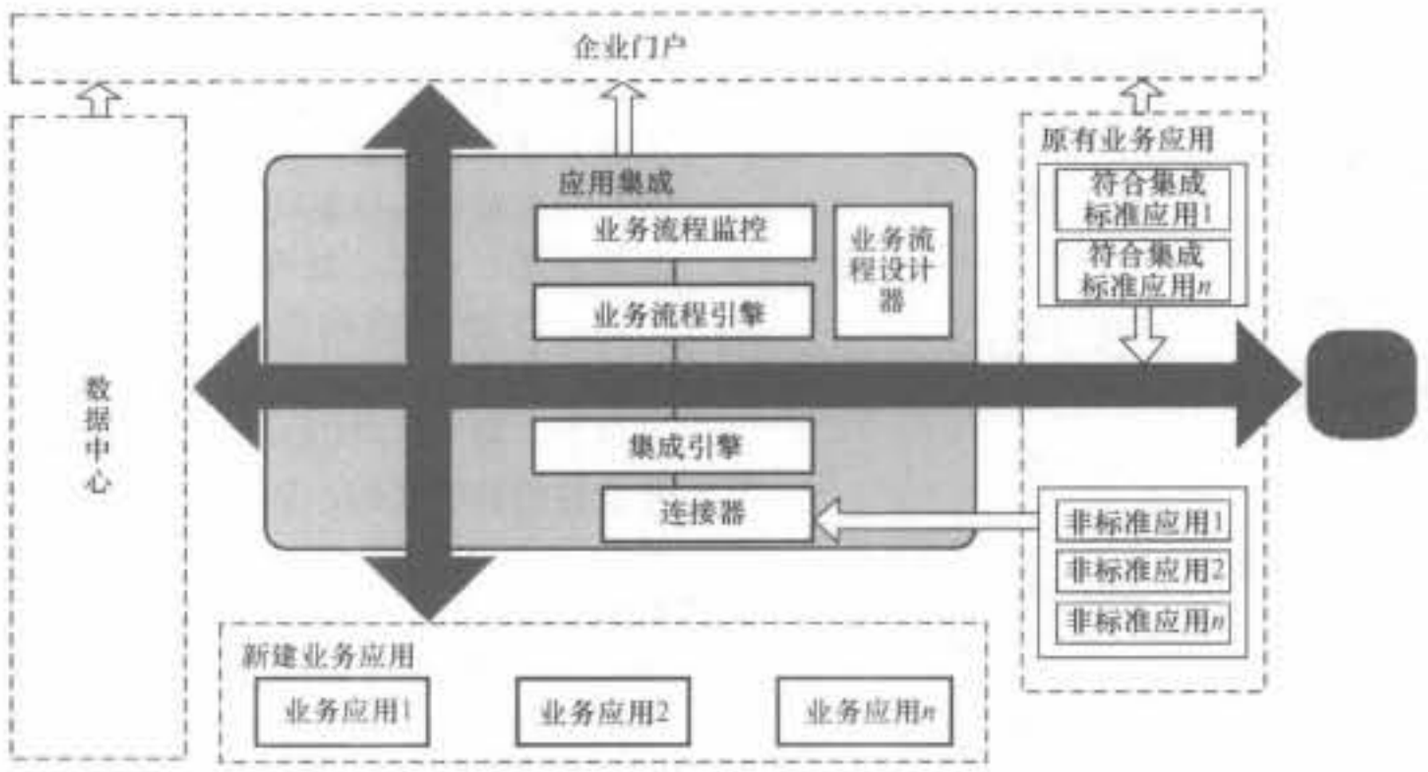


图 18.2-1　应用集成的框架

团公司所有的数据、所有的流程等，都可以借助一体化企业级信息集成平台提供的企业门户支持进行集中展现。

应用集成建设一方面是应用集成开发和运行环境的建设及相关标准规范的制定及执行；另一方面，只有真正进行业务应用集成的实践，才能实现业务应用系统的数据、应用和流程集成，满足业务需求，促进业务流程的优化和整合，避免和消除信息孤岛，实现“三流合一”，优化企业资源配置，促进企业级信息系统建设。为此要进行业务应用集成流程的梳理工作。

3　电力信息标准

信息标准化体系主要由信息技术基础标准、信息资源标准、网络通信标准、信息安全标准、应用领域标准、相关服务与管理标准六大部分组成。

3.1　电力信息标准化

3.1.1　标准化文件

国家和电力行业标准化的相关文件是电力企业标准化工作的法规依据和标准文件，主要包括的相关文件见表 18.2-2、18.2-3)：

表 18.2-2　　标准化工作的相关法规文件

序号	文　件　名　称	备　　注
1	《中华人民共和国标准化法》(1988.12)	七届人大常委会第五次会议通过
2	《中华人民共和国产品质量法》(2000.07)	九届人大常委会第十六次会议通过（修正）
3	《中华人民共和国标准化法实施条例》(1990.04)	国务院发布
4	《中华人民共和国产品质量认证管理条例》(1991.05)	国务院发布
5	《中华人民共和国标准化法条文解释》(1990.07)	国家技术监督局发布
6	《国家标准管理办法》(1990.08)	国家技术监督局发布
7	《行业标准管理办法》(1990.08)	国家技术监督局发布
8	《地方标准管理办法》(1990.09)	国家技术监督局发布
9	《企业标准化管理办法》(1990.08)	国家技术监督局发布
10	《标准档案管理办法》(1991.10)	国家技术监督局发布
11	《国家标准化指导性技术文件管理规定》(1998.12)	国家质量技术监督局发布
12	《采用国际标准管理办法》(2001.12)	国家质量监督检验检疫总局发布
13	《关于推进采用国际标准的若干意见》(2002.07)	国家质量监督检验检疫总局等七部委发布
14	《行业标准制定管理办法》(2005.07)	国家发展和改革委员会发布
15	《行业标准化技术委员会管理办法》(2005.07)	国家发展和改革委员会发布
16	《电力行业标准化管理办法》(1999.06)	国家经济贸易委员会发布
17	《电力行业标准化指导性技术文件管理办法》(2000.06)	中国电力企业联合会发布
18	《全国专业标准化技术委员会章程》(1990.08)	国家技术监督局发布
19	《电力行业专业标准化技术委员会章程》(2001.08)	中国电力企业联合会发布

表 18.2-3　　标准化工作的相关标准文件

序号	文　件　名　称	备　　注
1	GB/T 1《标准化工作导则》系列标准	第 1 部分：标准的结构和编写规则；第 2 部分：标准中规范性技术要素内容的确定方法；第 3 部分：技术工作程序
2	GB/T 20000《标准化工作指南》系列标准	第 1 部分：标准化和相关活动的通用词汇；第 2 部分：采用国际标准的规则；第 3 部分：引用文件；第 4 部分：标准中涉及安全的内容；第 5 部分：产品标准中涉及环境的内容
3	GB/T 20001《标准编写规则》系列标准	第 1 部分：术语；第 2 部分：符号；第 3 部分：信息分类编码；第 4 部分：化学分析方法

续表

序号	文 件 名 称	备 注
4	GB/T 13016《标准体系表编制原则和要求》	1991 年版
5	GB/T 13017《企业标准体系表编制指南》	1995 年版
6	GB/T 15496《企业标准体系要求》	2003 年版
7	GB/T 15497《企业标准体系技术标准体系》	2003 年版
8	GB/T 15498《企业标准体系管理标准工作标准体系》	2003 年版
9	GB/T 19273《企业标准体系评价与改进》	2003 年版
10	GB/T 7027《信息分类和编码的基本原则与方法》	与 GB/T 20001.3 和 GB/T 10113 配套应用，2002 年版
11	GB/T 10112《术语工作 原则与方法》	1999 年版
12	GB/T 10113《分类编码通用术语》	2003 年版
13	GB/T 19000《质量管理体系基础和术语》	2000 年版
14	GB/T 19001《质量管理体系要求》	2000 年版
15	GB/T 19004《质量管理体系业绩改进指南》	2000 年版
16	DL/T 485《电力企业标准体系表编制导则》	1999 年版
17	DL/T 800《电力企业标准编制规则》	2001 年版

3.1.2 信息标准化相关组织

中国标准化工作实行统一管理与分工负责相结合的管理体制，国家标准化管理委员会统一管理全国标准化工作，国务院有关行政主管部门和国务院授权的有关行业协会分工管理本部门、本行业的标准化工作。电力行业性的专业标准化技术委员会归属中国电力企业联合会标准化中心管理。

国际标准是指国际标准化组织（ISO）和国际电工委员会（IEC）所制定的标准，以及国际标准化组织（ISO）公布的国际组织所制定的标准。

3.1.2.1 电力行业信息技术标准化委员会

电力行业计算机信息技术标准技术委员会（简称电力信息技术标委会，TC27）是一个行业性的专业标准化组织，建于 1997 年，负责计算机信息技术领域的标准化技术归口工作。

3.1.2.2 全国信息技术标准化技术委员会

全国信息技术标准化技术委员会（CITS）是一个全国性的专业标准化组织，建于 1983 年，负责全国信息技术领域以及与 ISO/IEC JTC1 相对应的标准化工作，下设若干个分技术委员会和特别工作组。该标委会归国家标准化管理委员会和信息产业部共同领导，是目前国内最大的标准化技术委员会。

3.1.2.3 ISO/IEC JTC1

ISO/IEC JTC1（国际标准化组织/国际电工委员会的第一联合技术委员会）是一个信息技术领域的国际标准化委员会，技术范围包括系统和工具的规范、设计和开发，涉及信息的采集、表示、处理、安全、传送、交换、显示、管理、组织、存储和检索等内容。ISO/IEC JTC1 是在原 ISO/TC97（信息技术委员会）、IEC/TC47/SC47B（微处理机分委员会）和 IEC/TC83（信息技术设备）的基础上，于 1987 年合并组建而成的，是一个发展最快的国际标准制定技术委员会。

3.1.2.4 相关信息标准的网站

IEC JTC1 网站（www.jtc1.org）是国际标准化组织（ISO）建立的，可以从中了解到国际信息技术标准化动态。

中国标准服务网（www.cssn.net.cn）是国家级标准信息服务门户，是世界标准服务网（www.wssn.net.cn）的中国站点，可以从中了解到国家标准化动态和获取有关标准信息。

电子政务标准化信息网站（www.egovstd.org.cn）是国家电子政务标准化总体组建立的，可以从中了解到国家电子政务标准化动态。

电力标准化（www.dls.org.cn 或 www.cec.org.cn）是中国电力企业联合会主办的网站，可以从中了解到电力行业标准化动态。

国家电力资讯网站（www.spis.com.cn）是电力信息服务窗口，可以从中了解国内外电力动态和获取有关标准信息。

3.2 信息标准与编码

3.2.1 数据标准

在信息化过程中，最基本的处理对象就是数据，要实现数据的标准化，就必须对构成数据的基本单位即数据元和描述数据的基本信息即元数据进行标准化。数据标准主要包括数据元标准和元数据标准。数据元的标准化是信息标准化的实现基础，主要是提供开放系统互联环境下实现数据共享与交换的机制。元数据的标准化是实现信息共享与交流的基本手段之一。数据元标准是为了使数据的使用者和拥有者对数据的含义、标识、表示等取得一致的理解。元数据标准是为了使数据的拥有者更有效地管理数据和帮助数据的使用者了解数据的基本特征，如“何地”、“何时”、“何种”、“何人”、“如何获得”等信息。

以下国际和国家有关数据标准，可以指导电力行业和电力企业的数据标准化工作。

（1）GB/T 18391《信息技术 数据元的规范与标准化》系列标准。该系列标准是从 ISO 11179 标准转化而来的，由 GB/T 18391.1—2001《数据元的规范与标准化框架》、GB/T 18391.2—2003《数据元的分类》、GB/T 18391.3—2001《数据元的基本属性》、GB/T 18391.4—2001《数据定义的编写规则与指南》、GB/T 18391.5—2001《数据元的命名和标识规则》、GB/T 18391.6—2001《数据元的注册》6 个部分标准组成。

该系列标准为数据管理者和用户阐明了共享数据所必需的数据元特性中的一个基本集，并对重要的数据元特性，如标识符、定义及分类类型做了专门的强调。该系列未涉及到数据元所对应的具体内容，因此，各应用领域可以结合具体实际应用该系列标准，以解决本领域的数据元标准化问题。

该系列标准已有电子政务、贸易、书目、电气元器件等

领域的应用标准，如 GB/T 19488—2004《电子政务数据元》系列标准、GB/T 15191《贸易数据元目录》系列标准等。在该系列标准指导下，部分电力企业开展了数据标准化工作，建立了《企业数据元》系列技术指导文件，包括数据元设计和管理规范、公共数据元目录、计划数据元目录、生产运行数据元目录、工程数据元目录、安全数据元目录、营销数据元目录、财务数据元目录、物流数据元目录、审计数据元目录、机构与人力资源数据元目录等。

（2）ISO 15836—2003《信息化与文档化 都柏林核心元数据元素集》。都柏林核心元数据标准是典型的元数据标准之一，在网络数据资源和图书情报信息领域有广泛的应用。该标准是在充分吸纳了图书情报界编目、分类、文摘等经验，同时利用信息网络的自动搜索、编目、索引、检索等研究成果的基础上发展起来的。

该标准是一种跨领域的信息资源描述标准，它定义了构成都柏林核心元数据集的 15 个元数据核心元素，按照信息的类型和范围可分为数据资源内容、数据知识产权、数据实体三个子集。电力企业可运用该标准建立相关的信息资源管理标准。

（3）GB/T 19710—2005（ISO 19115—2003）《地理信息 元数据》。该标准是地理信息领域当前最典型的元数据标准。配套的还有 GB/T 18315—2001《数字地形图系列和基本要求》、GB/T 18578—2001《城市地理信息系统设计规范》等。

该标准定义了通用地理信息元数据，描述了地理信息和服务所需要的模式。适用于地理数据集编目及其完整描述、网站的地理信息发布、地理数据集的数据分组以及单个地理要素和要素属性的描述。

已有部分电力企业引用本标准建立了企业 GIS 公用基础平台建设规范、GIS 公用基础平台功能规范、GIS 公用基础平台设备图元规范、GIS 公用基础平台图形数据和属性数据格式规范、GIS 公用基础平台数据交换规范。

3.2.2　信息分类编码标准

在信息化建设中，为了实现互联互通、资源共享和有效信息交换与处理，必须遵循约定的分类原则和方法，将系统内所有信息按一定的结构体系予以分类和赋予一定规律的符号。信息分类是对信息的条理化，便于正确理解各类信息，其两个要素是分类对象和分类依据。信息编码是对各类信息做出一致认可的表示，便于人机高效处理。

我国已颁布了 200 多项信息分类编码国家标准，如 GB/T 7635—2002《全国主要产品分类与代码》、GB/T 4754—2002《国民经济行业分类》、GB/T 2260—2002《中华人民共和国行政区划代码》、GB/T 11643—1999《公民身份号码》等。电力行业也颁布了部分信息分类编码标准，如 DL/T 517—1993《电力科技成果分类与代码》等。以下国际和国家有关信息分类编码标准，可以指导电力行业和电力企业的信息分类编码工作。

（1）信息分类编码标准体系。我国信息分类编码标准化工作始于 20 世纪 80 年代初，经历了从单一标准发展到体系标准、系列标准的过程，逐步实现了社会、经济、科技等领域信息分类编码标准体系的科学化、实用化，形成了一个较完整的信息分类编码体系，并遵循该体系，加快信息分类编码标准的制修订工作。我国的信息分类编码标准体系如图 18.2-2 所示。

（2）电力行业相关标准。电力行业信息编码标准化工作始于 20 世纪 80 年代后期，先后制定了 20 多项标准。近年

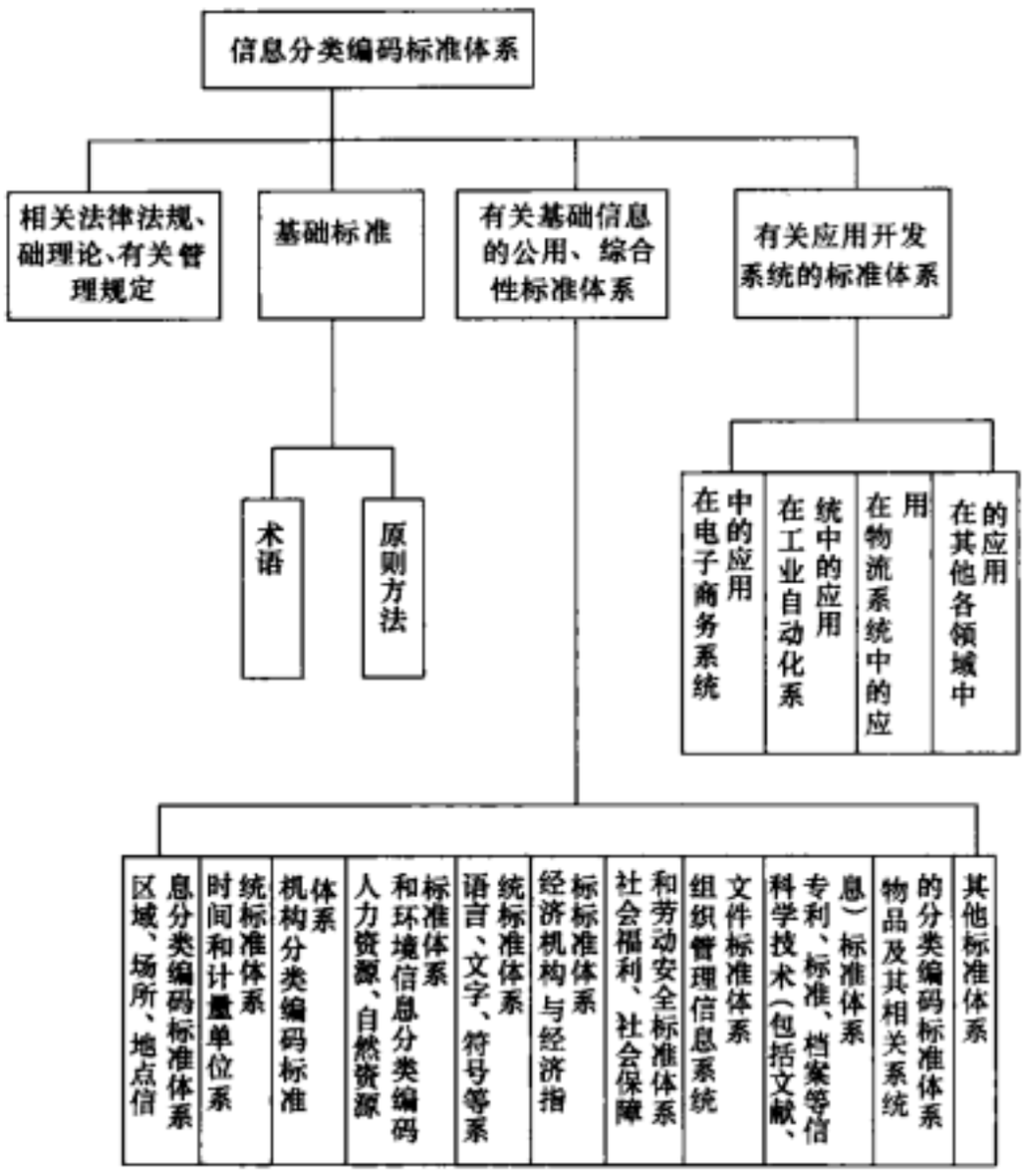


图 18.2-2　我国的信息分类编码标准体系

来，随着电力体制的深化改革，有些标准已不适用。截至 2006 年 12 月，有效的电力行业相关标准如表 18.2-4 所示：

表 18.2-4　电力行业有关信息分类编码标准

序号	标准号	标准名称	备　注
1	DL/T 495—1992	电力行业单位类别代码	
2	DL/T 517—1993	电力科技成果分类与代码	
3	DL 510—1993	全国电网名称代码	
4	DL/T 518—1993	电力生产安全信息分类编码系列标准	包括电力生产人身事故、电力生产人身事故原因、电力生产人身事故触电、电力生产设备事故性质、特大和重大设备事故五个分类编码标准
5	DL 503—1992	电力工程设计代码	
6	DL/T 700—1999	电力物资分类编码系列标准	包括材料产品、机电产品、备品备件三个部分信息分类编码标准
7	DL 5028—1993	电力工程制图标准	
8	DL/T 1033—2006	电力行业词汇	

随着电力企业信息化建设进程的不断深入，信息交换与共享的需求越加突出，信息标准化工作越显重要，为此，电力企业在积极应用国际、国家有关信息标准的同时，也注重本企业信息标准的建设工作；同时，以上电力行业有关标准

也将随之予以修订完善。除以上标准外，正在制定和研究的电力行业信息标准有电力客户号码、电力行业单位名称代码、电压等级代码、地理信息电力图形符号、KKS 在电力的应用等。

3.2.3 电力企业的设备编码

电力企业的信息有很多种类，也对应了各种不同的编码，如人员信息对应着人员的编码，财务信息对应着科目的编码，物资信息对应着物资的编码等。信息分类与编码的主要作用是提高信息处理的效率，减少信息交换的时间，降低信息共享的成本。因此，哪些信息需要具有统一的分类与编码，在什么范围内进行使用，需要针对信息管理过程中的实际内容加以区别对待。只在企业内部使用的信息，其分类与编码只需要在企业内部加以统一，如人员的编号、仓库库位编号、车库车位编号等；而有些信息需要在集团层面进行管理，其编码则需要在集团进行统一，如财务科目、系统、设备和配件等编码；还有一些信息需要在不同企业间进行信息交流和共享，则需要有行业或者全国统一的编码，如邮政编码、电话电报区号、身份证编号、物品条形编码等。

对于发电企业的在线设备编码来说，有些只要在电厂内统一，有些需要在集团内统一，还有一些需要在全国进行统一。从电厂与电厂的相互比较来看，任何两个电厂都不可能完全一模一样，因此，从编码的数量和内容上看两个电厂是统一不了的。但要从编码规则上看，同类型电厂的的系统、设备，甚至部件都有很多相同点，因此是可以统一的。不但集团内部可以统一，全国也有统一的可能性，关键是编码规则要制定得科学、合理，能够普遍适应于各种工程和系统。因此，在制定电力企业信息编码的过程中，不但要看信息在企业的内部用途，还要看这些信息是否来自企业外部，以及信息对于企业外部的作用；同时还要考虑信息产生的全过程，以及信息在各阶段的作用。只有这样，才能最大限度地发挥信息编码的作用，实现信息在更大范围内的共享。

3.2.4 数据交换标准

EDI（电子数据交换）报文作为电子商务的先驱，在进出口贸易商之间单证的电子化交换方面发挥了一定的作用。但因实施 EDI 的前期成本较高，中小企业难以加入，限制了 EDI 的发展和应用普及。20 世纪 90 年代后期，因特网的广泛应用以及 XML（可扩展置标语言）技术的快速发展为电子商务的发展注入了新的活力，基于 XML 的数据交换格式已成为互联网上应用程序之间定义数据交换格式的首选方案。国际上相关标准化组织和西方发达国家目前在积极研究和探讨基于 XML 的数据交换格式方面的标准。我国也正在积极制定适应我国国情和满足我国信息化建设实际需要的基于 XML 的相关标准。如下数据交换标准可以为电力行业和电力企业的相关标准化工作提供指导。

（1）IEC 61970 系列标准。该系列标准是国际电工委员会第 57 技术委员会即电力系统控制及其通信委员会（IEC TC57）制定的，定义了能量管理系统的应用程序接口（EMS—API），主要包括公共信息模型（CIM）和组件接口规范（CIS）两方面内容。制定该系列标准主要有三方面目的：便于来自不同厂家的 EMS 系统内部各种应用的集成（指导开发）；便于 EMS 系统与其他相关系统的互联；便于不同电力调度部门的 EMS 系统之间的模型交换。

为将该系列标准引入我国电力系统，实现异构环境下软件产品的即插即用，使电力 EMS 系统与其他系统能够互联、互通、互操作，电力行业于 2004 年提出了 DL/T 890 系列标准（等同于 IEC 标准，除部分计量单位用我国标准外）。该标准横向将与支持配电管理系统（DMS）、地理信息系统（GIS）等的 IEC 61968 标准接轨，纵向将与支持变电站（含光电 VT/CT）的 IEC 61850 标准互补接轨，构成完整的标准化系列。

（2）有关 XML 标准。基于 XML 的信息交换格式标准包括 GB/T 18793—2002《信息技术 可扩展置标语言（XML）1.0》、GB/T 19667—2005《基于 XML 的电子公文格式规范》系列标准、GB/T 19256 和 GB/T 20538《基于 XML 的电子商务》系列标准、GB/Z 19669—2005《XML 在电子政务中的应用指南》等。

（3）地球空间数据交换格式。根据 GB/T 17798—2007《地理空间数据交换格式》，部分电力企业已开展了电力设备图元信息交换格式等标准的编制工作。图元作为电力设备的图形化表示方式，也是组成电力系统图形的基本元素。

3.2.5 信息安全标准

信息安全标准涉及信息系统构成的各个部分，包括网络基础层、应用支撑层、应用层以及系统管理、安全支撑环境等方面的安全技术术语、密码技术、安全协议、标识与鉴别、访问控制、电子签名、完整性保护、抗抵赖、审计与监控、公钥基础设施（PKI）、物理安全技术以及安全策略、安全管理、安全工程、等级保护、安全评估、安全测试与运行等标准。这里主要介绍我国和电力系统正在实施的安全标准化工作。

我国已开展了一系列基础性工作，包括等级保护、风险评估、应急响应和灾难备份等，但在信息安全管理方面还没能形成一个完善的体系，在信息安全体系的建设和信息安全标准的执行中还有一系列亟待解决的难题。2006 年初，国家有关部门开始着手在一些重要信息管理领域开展信息安全管理体系试点工作，同时充分吸收国外信息安全管理标准的先进之处，结合我国信息管理特点，探索一条适合我国国情的信息安全管理之路。信息安全管理体系试点工作是采取体系建设与标准制定同步进行的原则，先按照源于英国标准协会的国际信息安全管理体系标准 ISO/IEC 17799 和 ISO/IEC 27001 开展阶段试点工作，对照 ISO/IEC 17799 标准中 133 个控制点逐条逐个研究、落实、突破。

ISO/IEC 17799 涵盖了信息系统日常安全管理方面的内容，部分安全控制项易于理解，具有可操作性，适合安全管理制度的制定。ISO/IEC 27001 是基于国外的企业管理制度建立起来的，引用到中国电力行业或企业时，有些标准内容需要调整、修改和增补。

ISO/IEC 27001 与 ISO 9001 是相互关联的，它们的基础是一致的，不同点在于两种标准的管理目的、管理对象、管理内容和具体控制要求，实施过程中可以将这两个体系进行有效的整合。ISO/IEC 27001 在试点运行时特别要注意将“主管”与“运行”中的责任划分明确，要给 133 个控制点都找到相对应的责任人。

BS 7799 是英国标准协会针对信息安全管理而制定的一个标准，最早始于 1995 年，后来几经改版，成为了目前由两部分内容构成的并且被广泛接受的信息安全管理标准。第一部分，已被 ISO 组织吸纳成为 ISO/IEC 17799 标准的部分，即信息安全管理实施细则。第二部分，即 ISO/IEC 27001，是建立信息安全管理体系（ISMS）的一套规范，它详细说明了建立、实施和维护信息安全管理体系的要求，指出实施机构应该遵循的风险评估标准。提出的信息安全管理体系（ISMS）是一个系统化、程序化和文档化的管理体系。

第3章 电力信息网络

1 计算机网络的组成与结构

计算机网络（Computer Networks）由计算机和通信网两部分组成，是把地理上分散的、具有独立功能的多台计算机用通信线路和通信设备连接起来，按照网络协议进行数据通信，由功能完善的网络软件实现信息交换和资源共享的系统。计算机网络由计算机系统、通信线路和通信设备、网络协议及网络软件四个部分组成，这四部分是计算机网络的基本组成部分，通常称为计算机网络的四大要素。

1.1 计算机网络

计算机网络的主要功能包括：

（1）在计算机网络中，只要是在正确的权限范围之内，网上用户都可以非常方便地使用网络中各计算机提供的共享软件、数据和硬件设备，且不受所处地理位置的限制。通过资源共享，不仅能够提高网络系统内资源的利用率，而且使系统的整体性能价格比得到改善。

（2）在计算机网络中各台计算机间能快速可靠地相互传送数据及信息，根据需要可以对这些信息进行分散、分组、集中管理或处理，这种数据通信能力使得地理位置分散的信息能按用户的要求进行快速传输和处理。

（3）通过网络可以缓解用户资源缺乏的矛盾，使各资源的忙与闲得到合理调整。当某台计算机的计算任务很重时，可以通过网络将某些任务送到空闲的计算机去处理。

（4）在计算机网络中，对于综合性的大型问题，可以采用合适的算法将任务分散到不同的计算机进行分布处理，使问题得到快速而经济的解决。

（5）在计算机网络系统中能实现对差错信息的重发，从而增强了可靠性。提高可靠性还表现在计算机网络中的各台计算机可以通过网络彼此互为后备机，一旦某台计算机出现故障，故障机的任务就由其他计算机代为处理，从而避免了单点失效对用户产生的影响。

1.1.1 计算机网络的硬件

计算机网络由硬件和软件两大部分组成。网络硬件负责数据处理和数据转发，它为数据的传输提供一条可靠的通道。网络硬件包括计算机系统、通信线路和通信设备。

计算机系统是网络的基本模块，是被连接的对象。它的主要作用是负责数据信息的收集、处理、存储和传播，它还可以提供共享资源和各种信息服务。

计算机网络连接的计算机系统可以是巨型机、大型机、小型机、工作站或微机，以及笔记本电脑或其他数据终端设备，如终端服务器等。

计算机网络的硬件部分除了计算机系统外，还有用于连接这些计算机系统的通信线路和通信设备，即数据通信系统。其中，通信线路指的是传输介质及其介质连接部件，包括光缆、同轴电缆、双绞线等。通信设备指网络连接设备和网络互连设备，包括网卡、集线器（Hub）、中继器（Repeater）、交换机（Switch）、网桥（Bridge）、路由器（Router）和调制解调器（Modem）等其他通信设备。通信线路和通信设备将计算机互连起来，在计算机之间建立物理通道，用于数据传输。通信线路和通信设备负责控制数据的发出、传送、接收或转发，包括信号转换、路径选择、编码与解码、差错校验、通信控制管理等，以便完成信息交换。

1.1.2 计算机网络的软件

计算机网络软件包括网络协议及网络软件。

1.1.2.1 网络协议

网络协议是指通信双方必须共同遵守的约定和通信规则，是通信双方关于通信如何进行所达成的一致。比如，用什么样的格式表达、组织和传输数据，如何校验和纠正传输出现的错误，以及传输信息的时序组织与控制机制等。现代网络都是层次结构，协议规定了分层原则、层间关系、执行信息传递过程的方向、分解与重组等。

在网络上通信的双方必须遵守相同的协议，才能正确地交流信息，就像人们谈话要说同一种语言一样，如果谈话时使用不同的语言，就会造成双方都听不懂对方在说什么而无法进行交流。因此，协议在计算机网络中是至关重要的。一般说来，协议的实现由软件和硬件分别或配合完成，有的部分由网络设备来承担。

1.1.2.2 网络软件

网络软件是一种在网络环境下使用和运行或者控制和管理网络工作的计算机软件。根据软件的功能，计算机网络软件可分为网络系统软件和网络应用软件两大类。

网络系统软件是控制和管理网络运行、提供网络通信、分配和管理共享资源的网络软件，它包括网络操作系统、网络协议软件、通信控制软件和管理软件等。网络操作系统（Network Operating System，NOS）是指能够对网络范围内的资源进行统一调度和管理的程序。

网络协议软件（如 TCP/IP 协议软件）是实现各种网络协议的软件，它是网络软件中最重要、最核心的部分，任何网络软件都要通过协议软件才能发生作用。

网络应用软件是指为某一个应用目的而开发的网络软件，如远程教学软件、数字图书馆软件、Internet 信息服务软件等。

网络管理系统是现代网络系统所必需的组成部分。通过网络管理系统，网络管理员能监视网络的运行状态，控制网络运行参数，提高网络的性能，减轻网络管理和维护人员的工作负担。

网络安全已成为影响网络发展的重大问题，人们对网络安全越来越重视。网络安全产品主要有防火墙、防病毒、入侵检测和软硬件加密等。

1.1.3 计算机网络的分类

（1）按网络的覆盖范围分类。计算机网络按其地理位置和覆盖范围可以分为局域网、广域网和城域网三类。

局域网（Local Area Network，LAN）是指一个局部区域内、近距离的计算机互联组成的网，分布范围一般在几米到几公里之间（小于 10km），一个单位内部的联网多为局域网。

广域网（Wide Area Network，WAN）是指远距离的计

算机互联组成的网，分布范围可达几千公里乃至上万公里，甚至跨越国界、洲界，遍及全球范围。因特网就是一种典型的广域网。

城域网（Metropolitan Area Network，MAN）的规模主要局限在一个城市范围内，是一种介于广域网和局域网之间的网络，分布范围一般在十几公里到上百公里之间。

（2）按传输介质分类。计算机网络按其传输介质可以分为有线网和无线网两大类。

有线网又分为两种：一是采用同轴电缆和双绞线连接的网络；二是采用光导纤维作传输介质的网络，后者又称为光纤网。采用同轴电缆和双绞线连接的网络比较经济，安装方便，但传输距离相对较短，传输率和搞干扰能力一般；光纤网传输距离长，传输率高（可达数千兆波特率），且抗干扰能力强，安全性好。

无线网是采用空气作传输介质、用电磁波作传输载体的网络，无线网联网方式灵活方便。

1.2 计算机网络的主要设备

随着计算机技术、通信技术和网络技术的发展，以及网络结构的不断完善，为了更好地理解计算机网络和充分利用主机资源，提高主机处理速度与效率，计算机网络从逻辑上将数据处理、资源共享与数据通信处理分开。根据计算机网络各组成部分的功能，将计算机网络划分为两个功能子网，即资源子网和通信子网，这就是计算机网络的逻辑结构。

资源子网提供网络访问和数据处理，以及管理和分配共享资源的功能。资源子网由计算机系统、存储系统、终端服务器、终端或其他数据终端设备等组成，构成整个网络的外层。

通信子网提供网络的通信功能，专门负责计算机之间的通信控制与处理，为资源子网提供信息传输服务。通信子网由通信线路和通信控制处理机（Communication Control Processor，CCP）组成。CCP 是提供网络通信控制与处理功能的专用处理机（如路由器）。利用通信线路把分布在不同物理位置上的通信处理机连接起来就构成了通信子网。通信子网构成整个网络的内层。

计算机网络一般由布线系统、网络交换设备、网络接入设备、网络互连设备、网络服务器、工作站、网络外部设备组成。

（1）布线系统是构建计算机网络通信传输的基础设施，分为干线子系统、水平子系统、工作区子系统、建筑群子系统和管理间，通常包括主干线缆、水平线缆、信息插座、配线架、跳线和适配器等。

（2）网络交换设备主要指构建计算机网络所采用的各类交换机，如模块化（也称机柜式）交换机、固定端口（含堆叠式）交换机等。

（3）网络接入设备是指把计算机和数据设备接入网络的一种接口设备，常见的有网卡、调制解调器等。网络接口卡（NIC）简称为网卡，通过电缆和插头将计算机（服务器或工作站）连接到网络中。网卡的种类很多，取决于所使用的网络交换机设备和传输介质。访问服务器＋调制解调器用于通过公共电话网络访问互联网和实现远程互连。优点是费用低、灵活，缺点是传输速率低。

（4）网络互连设备用于实现网络之间的互连，主要有中继器、集线器、路由器、交换机等。

（5）网络服务器是计算机网络中最核心的设备之一，它既是网络服务的提供者，又是数据的集散地。按应用分类，网络服务器可分为数据库服务器、Web 服务器、邮件服务器、视频点播（VOD）服务器、文件服务器等。按硬件性能分类，网络服务器可分为 PC 服务器、工作站服务器、小型机服务器、大型机服务器等。

（6）工作站（Workstation），是一种以个人计算机和分布式网络计算为基础，具备强大的数据运算与图形、图像处理能力，主要面向工程设计、动画制作、科学研究、软件开发、金融管理、信息服务、模拟仿真等专业领域而设计开发的高性能计算机。

（7）网络外部设备通常是网络用户共享的昂贵设备，例如网络打印机、大容量存储设备（如磁盘阵列）、绘图仪等。

1.3 计算机网络的拓扑结构

计算机网络的拓扑结构是指计算机网络节点和通信链路所组成的几何形状，也可以说是网络站点之间实现互连的一种方式，最常见的拓扑结构有：

（1）星状拓扑结构。在星状拓扑结构中，每个节点都由一条点到点链路与公共中心节点相连，任意两个节点之间的通信都必须通过中心节点，并且只能通过中心节点进行通信。公共中心节点通过存储转发技术实现两个节点之间的数据帧的传送。公用中心节点的设备可以是中继器，也可以是交换机。目前，在局域网系统中均采用星状拓扑结构，几乎取代了总线状拓扑结构。

（2）总线状拓扑结构。总线状拓扑结构采用一条单根的通信线路（总线）作为公共的传输通道，所有节点都通过相应的接口直接连接到总线上，并通过总线进行数据传输。对总线结构而言，其通信网络中只有传输媒体，没有交换机等网络设备，所有网络站点都通过介质连接部件直接与传输媒体相连。

采用总线状结构的网络使用广播式传输技术，总线上的所有节点都可以发送数据到总线上，数据沿总线传播。但是，由于所有节点共享同一条公共通道，所以在任何时候只允许一个节点发送数据。当一个节点发送数据，并在总线上传播时，数据可以被总线上的其他所有节点接收。各节点在接收数据后，分析目的物理地址再决定是接收还是丢弃该数据。粗、细同轴电缆以太网就是这种结构的典型代表。

（3）环状拓扑结构。在环状拓扑结构中，各个网络节点通过环节点连在一条首尾相接的闭合环状通信线路中。环节点通过点到点链路连接成一个封闭的环，每个环节点都有两条链路与其他环节点相连。环状拓扑结构有两种类型，即单环结构和双环结构。令牌环（Token Ring）网采用单环结构，而光纤分布式数据接口（FDDI）是双环结构的典型代表。

（4）树状拓扑结构。树状拓扑结构是从总线状和星状演变而来的。它有两种类型，一种是由总线状拓扑结构派生出来的，由多条总线连接而成，传输媒体不构成闭合环路而是分支电缆。另一种是星状拓扑结构的扩展，各节点按一定的层次连接起来，信息交换主要在上、下节点之间进行。在树状拓扑结构中，顶端有一个根节点，它带有分支，每个分支还可以有子分支，其几何形状像一棵倒置的树，故得名树状拓扑结构。

（5）网状拓扑结构。网状拓扑结构又称完整型结构。在网状拓扑结构中，网络节点与通信线路互连成不规则的形状，节点之间没有固定的连接形式。一般每个节点至少与其他两个节点相连，也就是说每个节点至少有两条链路连到其他节点。这种结构的最大优点是可靠性高，最大问题是管理

复杂。因此，一般在大型网络中采用这种结构。有时，园区网的主干网也会采用节点较少的网状拓扑结构。

（6）复合状拓扑结构。复合状拓扑结构是由以上几种拓扑结构复合而成的。例如环星状结构，它是令牌环网和FDDI网常用的结构，还有总线状和星状的复合结构等。

2 局域网、广域网与互联网

2.1 局域网技术

局域网（Local Area Network，LAN）具有网络覆盖地理范围有限、传输速率高、时延小、误码率低、网络的管理权归属一个单一组织所有的重要特性。

2.1.1 以太网技术

2.1.1.1 以太网

以太网（Ethernet）是基于总线型的广播式网络，在已有的局域网标准中，它是最成功、应用最广泛的一种局域网技术。以太网于1970年由施乐（Xerox）公司首次开发，并于1976年建造了一个传输速率为2.94Mbit/s的CSMA/CD系统。1980年，由DEC、Intel和Xerox公司（简称为DIX）共同开发、起草了10Mbit/s传输速率的以太网标准，称为蓝皮书标准，是以太网标准第一版。1985年，DIX对第一版进行了改进，公布了以太网标准第二版。IEEE802以EthemetV2.0为基础，制定了IEEE802.3 CSMA/CD局域网标准。

1999年3月，高速研究开发组（HSSG）开始研究10Gbit/s以太网技术，并于2002年6月公布了10Gbit/s以太网标准，目前已经推出万兆以太网产品。从20世纪70年代以太网产生至今，以太网的传输速率从10Mbit/s提高到10Gbit/s，并先后制定了IEEE802.3（10Mbit/s）以太网标准，IEEE802.3u（100Mbit/s）、IEEE802.3z（1Gbit/s）、IEEE802.3ab（1Gbit/s）和IEEE802.3ae（10Gbit/s）等一系列高速以太网标准。所以，无论从计算机网络发展的历史，还是从网络技术未来发展的前景看，都不难得出这样的结论：以太网技术是极为重要的，它不仅是局域网和城域网的主流技术，而且在广域网的应用方面也将发挥作用。

2.1.1.2 千兆以太网

千兆以太网（Gigabit Ethernet，简称GE）是提供1000Mbit/s数据传输速率的交换式以太网，是对10Mbit/s以太网和100Mbit/s快速以太网非常成功的扩展。千兆以太网与原有以太网完全兼容，仅仅是速度快。为此，千兆以太网很快就成为园区主干网的主流技术，并随着千兆以太网技术的发展，其应用越来越广泛。当前，千兆以太网不仅广泛地应用于园区网，而且在城域网甚至广域网中也有广阔的应用前景。

2.1.1.3 万兆以太网

万兆以太网（10Gbit/s）是一种数据传输速率高达10Gbit/s、通信距离可延伸到40km的以太网。它是在以太网技术的基础上发展起来的，因此，万兆以太网与千兆以太网一样，在本质上仍然是以太网，只是在速度和距离方面有了显著的提高。万兆以太网仍保留以太网模型的精髓，继续使用IEEE802.3以太网协议、帧格式和帧大小。但由于万兆以太网是一种只适用于全双工通信方式，并且只能使用光纤介质的技术，所以它不需要使用带冲突检测的载波监听多路访问协议CSMA/CD。除此之外，万兆以太网与以太网之间的不同之处还在于万兆以太网标准中包含了广域网的物理层协议，所以万兆以太网技术不仅可以应用于局域网，而且可以很好地应用于城域网和广域网，能使局域网、城域网和广域网实现无缝连接，其应用范围更为广泛。

2.1.1.4 共享局域网存在的问题

以太网、快速以太网、FDDI和令牌环网常被称为传统局域网，它们都是共享传输介质、共享带宽的共享式局域网。在以太网系统中，欲获得较好的网络性能，其带宽利用率一般应小于等于30%。如果以太网的平均带宽利用率达到40%时，网络响应速度将明显降低；达到70%以上时，网络性能急剧下降以致网络无法正常工作。

共享式局域网还具有共享带宽的特性，网络上的每个站点只能得到局域网带宽的一小部分。近几年突起的交换式局域网技术，能够解决共享式局域网所带来的网络效率低、不能提供足够带宽和网络不易扩展等一系列问题，它从根本上改变了共享式局域网的结构，解决了带宽瓶颈问题。

2.1.1.5 交换式局域网

交换式局域网是指以数据链路层的帧或更小的数据单元（信元）为数据交换单位，以交换设备为基础构成的网络。交换式网络的核心设备是交换机。交换机为每个端口提供专用带宽，各个站点都有一条专用链路连到交换机的一个端口，每个站点都可以独享通道和带宽。目前已推出交换以太网、交换令牌环、交换FDDI和ATM等交换局域网技术，其中交换以太网应用最为广泛。交换局域网已成为当今局域网技术的主流。

VLAN（虚拟网，也称逻辑网）以交换式网络为基础，把网络上的用户（终端设备）划分为若干个逻辑工作组，每个逻辑工作组就是一个VLAN。也可以说VLAN就是将整个网络在逻辑上划分为一些虚拟工作组。VLAN并不是一种新型的局域网技术，而是交换网络为用户提供的一种服务。

划分VLAN的方法可以基于端口、基于MAC地址甚至基于第三层协议类型或地址。

2.1.2 异步传输模式（ATM）技术

2.1.2.1 ATM的特点

（1）面向连接的分组交换技术，综合了电路交换和分组交换的优点。

（2）以小的、固定长信元（cell）为基本传输单位，每个信元的延迟时间是可预计的。

（3）允许声音、视频、数据等多种业务信息在同一条物理链路上传输，它能在一个网络上用统一的传输方式综合多种业务服务。

（4）数据传输速率为25Mbit/s～20Gbit/s，如155.52Mbit/s（OC—3），622.08Mbit/s（OC—12）。

（5）星状拓扑结构，并可构造为网状结构。

（6）提供质量保证服务（QoS）。ATM为不同的业务类型分配不同等级的优先级，如为视频、声音等对时延敏感的业务分配高优先级和足够的带宽。

（7）是一种局域网与广域网的综合技术，能实现LAN和WAN的无缝连接。

（8）传输介质可以是光纤（单模/多模）或双绞线，如5类双绞线。

（9）通过局域网仿真（LANE）、ATM可以和现有以太网、令牌环网共存。由于ATM网与以太网等现有网络之间存在着很大差异，所以必须通过LANE、MPOA和IPOver-ATM等技术才能结合，而这些技术会带来一些局限性，如影响网络性能和QoS服务等。

（10）具有很好的扩充能力，易升级，易延展。

2.1.2.2 ATM 的基本技术

为了满足以更高的位速率传输多种业务信息的需要，ATM 采用了更有效的传输技术，它的基本技术是信元交换和面向连接。

（1）信元交换。ATM 的基本思想是将数据分割成小的、固定长度的包一信元（Cell），然后以信元为基本传输单位，通过信元交换机（ATM Switching）实现信元交换。每个信元有 53 个字节，包括 5 个字节信元头和 48 个字节净荷（Payload），即数据信息。由于信元是固定长度，且信头又很简单，所以 ATM 网络能够用硬件实现信元的快速转发，以及对时间延迟和时延抖动要求严格的业务类型的数据传输。

（2）面向连接。在 ATM 网络中，两个站点在进行通信对话前，首先要建立连接，即建立一条虚拟通道，该连接一直保留到对话结束才关闭。对于用户而言，这个连接一旦建立就是永久的，但实际上不是。建立连接意味着选择一条从源到目的端的路径，以便传输信元。因为通过 ATM 传输信息必须先建立连接，所以 ATM 是一种面向连接的技术。

ATM 在一条物理链路中可建立多条虚连接，它把虚连接分为两个层次，虚路径（Virtual—Path，VP）和虚通路（Virtual Channel，VC）。VP 和 VC 都是一条单向 ATM 信元传输信道，在一条物理链路中有多条虚路径，而在一条虚路径中又包含了多条虚通路。VPI 和 VCI 分别是虚路径和虚通路的标识符，用于标识一条虚连接。ATM 的虚连接有两种类型，永久虚电路 PVC 和交换虚电路 SVC。PVC 相当于一条专用线路，它是预先配置建立好的，在任何时候都能传输数据；SVC 是临时建立的虚电路，当数据传输完成后就立即拆除。

2.2 广域网技术

广域网技术最早产生于 20 世纪 60 年代，它远比局域网出现得早。但广域网技术的发展相对而言又落后于局域网技术的发展。但近几年，由于 Internet 爆炸式的发展及多媒体应用的需求，促进了广域网技术的发展。许多支持高带宽的广域网技术应运而生，目前的 POS（Packet Over SDH/SONET）技术、波分多路复用技术（WDM），以及千兆以太网和万兆以太网技术，都能为广域网提供高速的连接。在实际应用中广域网的传输速率已能达到 10Gbit/s，在传输速率方面已可以和局域网媲美。

广域网由一些结点交换机以及连接这些交换机的链路组成，这些链路一般采用光纤线路或点对点的卫星链路等高速链路，其距离没有限制。从体系结构上看，局域网主要有物理层和数据链路层两层，而广域网目前主要采用 TCP/IP 体系结构，主要层次有网络接口层、网络层、运输层和应用层，其中网络层的路由选择问题是广域网首先要解决的问题。在现实世界中，广域网往往由许多种不同类型的网络互连而成。

2.2.1 网络互连技术

网络互连（Internet Working）通常是指利用网络互连设备及相应的协议和技术把两个以上相同或不同类型的计算机网络连通，组成覆盖更大地理范围、更大规模、功能更强和资源更为丰富的网络。也可以是为提高网络性能和易管理性而将一个原本很大的网络划分为多个子网或网段，再将这些子网或网段互连起来。计算机网络互连的目的是使原本分散、独立的资源能够互相交流和共享，使一个网络上的用户能够访问其他计算机网络上的资源，在不同网络上的用户能够相互通信和交流信息，以实现更大范围的资源共享和信息交流。

在网络互连时，一般都不能简单地直接相连，而是要通过一个中间设备来实现。按照 ISO 术语，这个中间设备称为中继（Relay）系统。两个网络系统的互连可以使用多个这样的中继系统。如果某中继系统在进行信息转发时与其他系统共享第 n 层协议，但是不共享第 $n+1$ 层协议，那么这个中继系统就称为第 n 层中继系统。

根据中继系统所在的层次，可以有以下五种中继系统：

（1）物理层中继系统，即转发器（Repeater）。

（2）数据链路层中继系统，即网桥或桥接器（Bridge）。

（3）网络层中继系统，即路由器（Router）。

（4）网桥和路由器的混合物桥路器。

（5）在网络层以上的中继系统，即称为网关（Gateway）。

2.2.2 网络互连模型

协议是通信双方共同遵守的规则和约定，网间互连协议是专为网络互连而设计的，它是网络互连的核心。网络互连协议标准主要有两个，ISO 8473 和 TCP/IP。

为了保证异种机、异种网互连的开放性、兼容性和互操作性，国际标准化组织 ISO 制定了开放系统互连（Open System Interconnection，OSI）模型。OSI 模型由 7 个功能层组成，每一层都有相应的协议。网络互连的协议转换原则是：协议转换要在异种网中具有相同协议的对等层之间进行，在该层之上不再有不同协议的对应层，不同协议的对应层只会在该层之下的对应层存在。例如数据链路层协议的差异，可以在网络层，具体地讲就是在网络互连层实现协议转换，达到统一，这就是网络互连模型的核心。

OSI 七层参考模型分别如下所述。

2.2.2.1 物理层

物理层（Physical Layer）负责在计算机之间传递数据位，它为在物理媒体上传输的比特流建立规则。该层定义电缆如何连接到网卡上，以及需要用何种传送技术在电缆上发送数据，同时还定义了位同步及检查。物理层表示软件与硬件之间的实际连接，定义其上一层——数据链路层所使用的访问方法。

物理层是 OSI 参考模型的最低层，向下直接与物理传输介质相连接。物理层协议是各种网络设备进行互连时必须遵守的低层协议。设立物理层的目的是实现两个网络物理设备之间二进制比特流的透明传输，对数据链路层屏蔽物理传输介质的特性以便对高层协议有最大的透明性。

物理接口标准定义了物理层与物理传输介质之间的边界与接口。物理接口具有四个特性分别为机械特性、电气特性、功能特性与规程特性。

不同物理接口标准在这四个重要特性上都不尽相同。

2.2.2.2 数据链路层

数据链路层（Data Link Layer）是 OSI 模型中极其重要的一层，它把从物理层来的原始数据打包成帧。帧是放置数据的逻辑的结构化的包。数据链路层负责帧在计算机之间的无差错传递。

数据链路层是 OSI 参考模型的第二层，它介于物理层与网络层之间。设立数据链路层的主要目的是将一条原始的、有差错的物理线路变为对网络层无差错的数据链路。为了实现这个目的，数据链路层必须具有链路管理、帧传输、流量控制、差错控制等功能。

2.2.2.3 网络层

网络层（Network Layer）定义网络层实体通信用的协议，它确定从源节点沿着网络到目的节点的路由选择，并处理相关的控制问题，如交换、路由和对数据包阻塞的控制。

数据链路层协议是相邻两直接连接节点间的通信协议，设置网络层的主要目的就是要为报文分组以最佳路径通过通信子网到达目的主机提供服务，而网络用户不必关心网络的拓扑结构与所使用的通信介质。

2.2.2.4　传输层

网络层通过网络层与传输层的接口向传输层提供服务，同样传输层也通过与高层的接口向高层提供服务。传输层提供服务的类型是在连接建立时确定的，最重要的服务是端到端的、可靠的、面向连接的字节流服务。在这种方式下，信息单元的传递是严格按照发送顺序执行的。传输层的协议必须能够在不可靠的通信子网上进行连接管理，包括“三次握手”（Three Way Handshake）式的连接建立、维护连接以及释放连接。即便在比较可靠的通信子网上，传输层的协议也有大量工作要做，如处理服务原语、维护连接等。

传输层的功能是在网络层提供服务的基础上建立的。一般情况下，传输层为每一条传输连接生成一条网络连接，需要高吞吐率的传输连接可以同时占用多条网络连接。相反，为了节省网络带宽及降低费用，也可以有多条传输连接复用同一条网络连接。

2.2.2.5　会话层

会话层（Session Layer）允许在不同机器上的两个应用建立、使用和结束会话，在会话的两台机器间建立对话控制，管理哪边发送、何时发送、占用多长时间等。

会话层建立在传输层之上，由于利用传输层提供的服务，使得两个会话实体之间可以不考虑它们之间相隔多远、使用什么样的通信子网等网络通信细节，进行透明的、可靠的数据传输。

当两个应用进程进行相互通信时，希望有第三者的进程能组织它们的通话，协调它们之间的数据流，以便使应用进程专注于信息交互，设立会话层就是为了达到这个目的。从OSI参考模型看，会话层之上各层是面向应用的，会话层之下各层是面向网络通信的。会话层在两者之间起到连接的作用。会话层的主要功能是向会话的应用进程之间提供会话组织和同步服务，对数据的传送提供控制和管理，以协调会话过程，为表示层实体提供更好的服务。

会话层与传输层有明显的区别。传输层协议负责建立和维护端到端的逻辑连接。传输服务比较简单，目的是提供一个可靠的传输服务。但是由于传输层所使用的通信子网类型很多，并且网络通信质量差异很大，这就造成传输协议的复杂性。而会话层在发出一个会话协议数据单元时，传输层可以保证将它正确地传送到对等的会话实体，从这点看，会话协议得到了简化。但是为了达到为各种进程服务的目的，会话层定义的为数据交换用的各种服务是非常丰富和复杂的。

2.2.2.6　表示层

表示层（Presentation Layer）包含了处理网络应用程序数据格式的协议。表示层位于应用层的下面和会话层的上面，它从应用层获得数据并把它们格式化以供网络通信使用。该层将应用程序数据排序成一个有含义的格式并提供给会话层。这一层也通过提供诸如数据加密的服务来负责安全问题，并压缩数据以使得网络上需要传送的数据尽可能少。表示层位于OSI参考模型的第六层。它的低五层用于将数据从源主机传送到目的主机，而表示层则要保证所传输的数据经传送后其意义不改变。表示层要解决的问题是如何描述数据结构并使之与机器无关。在计算机网络中，互相通信的应用进程需要传输的是信息的语义，它对通信过程中信息的传送语法并不关心。表示层的主要功能是通过一些编码规则定义在通信中传送这些信息所需要的传送语法。

2.2.2.7　应用层

应用层（Application Layer）是最终用户应用程序访问网络服务的地方。应用层是OSI参考模型的最高层，它为用户的应用进程访问OSI环境提供服务。OSI关心的主要是进程之间的通信行为，因而对应用进程所进行的抽象只保留了应用进程与应用进程间交互行为的有关部分。这种现象实际上是对应用进程某种程度上的简化。经过抽象后的应用进程就是应用实体（Application Entity，AE）。对等应用实体间的通信使用应用协议。应用协议的复杂性差别很大，有的涉及两个实体，有的涉及多个实体，而有的应用协议则涉及两个或多个系统。

2.2.3　TCP/IP 协议

TCP/IP（传输控制协议/网络互连协议）是应用最广泛的“既成事实”的工业标准。处于网络层的IP协议可以隔离和统一千差万别的物理网络的差异，并与TCP一起把互连网中的各个物理网统一为逻辑网络，通过TCP/IP协议完成互联网上任意两个网络站点之间的通信。TCP/IP是全球最大、范围最广的互联网Internet所采用的协议，它是一个非常重要的网间互连协议。

TCP/IP协议开发早于OSI参考模型，故不甚符合OSI参考标准。TCP/IP协议由于它的简洁、实用，从而得到了广泛的应用，并已成为事实上的工业标准和国际标准。它包括如下4个层次。

2.2.3.1　网络接口层

网络接口层也称为主机—网络层。在TCP/IP参考模型中没有详细定义这一层的功能，只指出通信主机必须采用某种协议连接到网络上，并且能够传输网络数据分组。具体使用哪种协议，在本层里没有规定。实际上根据主机与网络拓扑结构的不同，局域网基本上采用了IEEE802系列的协议，如IEEE802.3以太网协议、IEEE802.5令牌环网协议；广域网较常采用的协议有PPP（Point-to-Point Protocol）、帧中继及X.25等。

2.2.3.2　网络互连层

网络互连层的主要功能是负责在互联网上传输数据分组。网络互连层与OSI参考模型的网络层相对应，相当于OSI参考模型中网络层的无连接网络服务。网络互连层是TCP/IP参考模型中最重要的一层。它是通信的枢纽，从底层来的数据包要由它来选择继续传给其他网络节点或是直接交给传输层，对从传输层来的数据包，要负责按照数据分组的格式填充报头，选择发送路径，并交由相应的线路发送出去。

在网络互连层主要定义了网络互连协议（Internet Protocol，IP）及数据分组的格式。它的主要功能是路由选择和拥塞控制。另外，本层还定义了地址解析协议（Address Resolution Protocol，ARP）、反向地址解析协议（Reverse Address Resolution Protocol，RARP）及（Internet 控制消息协议（Internet Control Message Protocol，ICMP）。

2.2.3.3　传输层

传输层的主要功能是负责端到端的对等实体之间的通信。它与OSI参考模型的传输层功能类似，也对高层屏蔽了底层网络的实现细节，同时它真正实现了源主机到目的主机的端到端的通信。TCP/IP参考模型的传输层完全是建立

在包交换通信子网基础之上的。

TCP/IP 的传输层定义了两个协议：传输控制协议（Transport Control Protocol，TCP）、用户数据报协议（User Datagram Protocol，UDP）。

TCP 协议是可靠的、面向连接的协议，用于包交换的计算机通信网络、互连系统及类似的网络上，保证通信主机之间有可靠的字节流传输。UDP 协议是一种不可靠的、无连接协议，最大的优点是协议简单，额外开销小，效率较高；缺点是不保证正确传输，也不排除重复信息的发生。

需要可靠数据传输保证的应用应选用 TCP 协议；相反，对数据精确度要求不是太高，而对速度、效率要求很高的环境，如音频和视频的传输，应该选用 UDP 协议。

2.2.3.4 应用层

应用层是 TCP/IP 协议簇的最高层。它包含了所有 OSI 参考模型中会话层、表示层和应用层这些高层协议的功能。目前，互联网上常用的应用层协议有：

（1）简单邮件传输协议（SMTP）：负责互联网中电子邮件的传递。

（2）超文本传输协议（HTTP）：提供 Web 服务。

（3）远程登录协议（TELNET）：实现对主机的远程登录功能，常用的电子公告牌系统 BBS 使用的就是这个协议。

（4）文件传输协议（FTP）：用于交互式文件传输，如下载软件使用的就是这个协议。

（5）网络新闻传输协议（NNTP）：为用户提供新闻订阅功能，每个用户既是读者又是作者。

（6）名字服务（DNS）：实现逻辑地址（如 IP 地址）到域名地址的转换。

（7）简单网络管理协议（SNMP）：对网络设备和应用提供相应的管理。

（8）路由协议，如选路信息协议（Routing Information Protocol，RIP）、开放式最短路径优先（Open Shortest Path First，OSPF），完成网络设备间路由信息的交换和更新。

其中，网络用户经常直接接触的协议是 SMTP、HTTP、TELNET、FTP、NNTP。另外，还有许多协议是最终用户不需直接了解但又必不可少的，如 DNS、SNMP、RIP/OSPF 等。随着计算机网络技术的发展，不断有新的协议添加到应用层的设计中来。

2.2.4 路由协议

路由协议（Routing Protocol）即动态路由协议，它定义了路由器间相互交换网络信息的规范，是实现路由选择算法的标准协议。

路由表是路由器的核心，它决定了数据包转发的方向，路由表可以通过人工指定的静态路由方式建立，也可以利用路由选择算法动态建立。由于静态路由方式在一个有成千上万个网络的互联网中使用几乎是不可能的，因此，目前大多数路由器都采用动态方式建立路由表。路由器通过路由协议相互之间主动地交换路由信息，动态建立一个完整的路由表。通过路由协议，路由器可以动态地适应网络拓扑结构的变化，进行路由表的更新，以保证路由表的正确性和完整性。

2.2.4.1 内部网关协议和外部网关协议

内部网关协议是在一个自治系统（Autonomous System，AS）内部运行的路由协议，如 RIP、OSPF、增强的内部网关路由选择协议（Enhanced Interior Gateway Routing Protocol，EIGRP）和内部网关路由选择协议（Interior Gateway Routing Protocol，IGRP）。自治系统是指拥有同一路由选择策略，并在同一技术管理部门下运行的一组路由器。在外界看来，整个 AS 是一个单一的实体。每个 AS 都有一个统一分配的编号，即 AS 号。内部路由协议的路由信息只在 AS 内部传播。

外部网关协议是在自治系统之间运行的路由协议，如边界网关协议（Border Gateway Protocol，BGP）。

2.2.4.2 路由信息协议

路由信息协议（Routing Information Protocol，RIP）是采用距离矢量算法的路由协议。

RIP 使用简单，是应用最广泛的一种内部网关协议（IGP）。RIP 有两种工作模式，主动（Active）和被动（Passive）。主动模式是主动向其他路由器发布路由信息广告。被动模式则只监听路由信息广告，并根据广告内容更新自己的路由表，它本身并不发布路由信息广告。通常路由器运行在主动模式，主机工作在被动模式。

2.2.4.3 开放式最短路径优先协议

开放式最短路径优先（OSPF）协议是为 IP 网开发的路由协议，它采用链路状态路由选择算法。OSPF 协议只在单个 AS 内部的路由器之间分发路由信息，是一个广泛应用的内部网关协议。

OSPF 协议采用分级路由选择，具有层次结构。它把一个 AS 中的网络和路由器划分为多个区域，一个区域是一个网络或一组相邻的网络和路由器。一个区域内的路由器相互之间交流路由信息，而对同在一个 AS 内的其他区域的路由器隐藏其网络拓扑结构，不作任何路由信息的交换。因此，在一个区域内的每台路由器具有相同的链路状态数据库，并运行相同的最短路径算法。OSPF 协议把网络分为三个层次，即区域、自治系统和自治系统外部，其路由计算也是分层进行的。这种层次结构可以减少路由信息的流量。

2.2.5 广域网参考模型

广域网的重要组成部分是通信子网。由于广域网常用于相距很远的局域网互连，所以在许多广域网中，一般由公用网络系统充当通信子网，如公用电话交换网（PSTN）、数字数据网（DDN）、分组交换数据网（X.25）、帧中继（Frame Relay）、综合业务数据网（ISDN）和交换多兆位数据服务（SMDS）等。公用通信网络系统包括传输线路和交换节点两个部分。这些公用通信网大部分仅工作在 OSI 参考模型的低两层，即物理层和数据链路层，有的工作在低三层，如 X.25 协议就包括网络层。

2.2.6 广域网的标准协议

广域网的标准协议包括物理层协议、数据链路层协议和 X.25 的网络层协议。其中，X.21bis 是分组交换数据网（X.25）的物理层协议，V.24、V.25、EIA/TIA-232A 等都是同步或异步接口的广域网物理层标准协议。

广域网的数据链路层协议有两种类型，即面向字节和面向位。目前在广域网中常用的同步数据链路控制（SDLC）、高级数据链路控制（HDLC）、链路访问协议（LAP）和平衡型链路接入协议（LAPB）等协议都是同步、面向位的协议，它们具有相同的帧格式，全部使用位填充来保证数据的透明性。其中 SDLC、LAP 和 LAPB 是同步串行传输的数据链路层标准，串行数据网际协议（SLIP）和 PPP 是串行异步传输的数据链路层协议，常用于拨号连接。PPP 协议同时也支持同步串行传输。

2.2.7 广域网连接方法

广域网采用的传输技术主要有电路交换、分组交换和信元交换。它常借助一些电信部门的公用网络系统作为它的通

信链路。广域网常用的传输介质有双绞线、光缆、微波、卫星、无线电波等。

2.2.7.1 拨号线连接

拨号线连接是借助公用交换电话网（Public Switch Telephone Network，PSTN），通过电话线以拨号方式接入网络的广域网连接方法。拨号线连接主要用于个人计算机接入Internet或本地局域网，也可以通过路由器提供的按需拨号（DDR）功能，实现局域网到局域网的远程互连。但由于拨号线连接的传输速率比较低，因此，后者应用并不广泛。

2.2.7.2 不对称式数字用户线（ADSL）

ADSL是数字用户线xDSL的一部分，xDSL是ADSL、SDSL、HDSL、IDSL和VDSL技术的总称。

不对称式数字用户线（Asymmetric Digital Subscriber Line，ADSL）是一种调制技术，它利用普通电话线进行高速数据传输。ADSL能在现有电话线上传输高带宽数据，以及多媒体和视频信息，并且允许数据和话音在一根电话线上同时传输，它是单个计算机高速接入网络的最新技术。ADSL技术提供的数据传输速率是不对称的，下行速率是1.5～8Mbit/s，而上行速率最高只有1Mbit/s。ADSL的最大传输距离为5.5km。

2.2.7.3 Cable Modem

Cable Modem是近几年发展起来的又一种个人计算机接入网络的新技术，它是一种以有线电视使用的宽带同轴电缆（7552）作为传输介质，利用有线电视网（CATV）提供高速数据传输的广域网连接技术。Cable Modem除了提供视频信号业务外，还能提供语音、数据等宽带多媒体信息业务。这种技术也具有不对称的特性，其上、下行速率各不相同。Cable Modem的上行速率是768kbit/s～10Mbit/s，下行速率最高可以达到38Mbit/s。目前有2个Cable Modem标准：MCNS和DOSSIS。

2.2.7.4 DDN

DDN（Digital Data Network）是公共数字数据网，是我国电信部门专为国内用户提供多种不同传输速率（64kbit/s～2Mbit/s）的数字专线租用服务而建立的公共网络系统。它由DDN交换机和传输线路（如光纤和双绞线）组成。我国DDN网于1994年开通，目前已经覆盖了我国的绝大部分地区。

DDN可为用户提供一条高带宽、高质量的数据传输专用通道。数字专线有T1和E1两个标准。T1是北美标准，带宽为1.544Mbit/s；E1是欧洲标准，带宽为2.048Mbit/s。我国公共数字数据网采用的是欧洲标准，它采用多路复用技术，将信道分为多条逻辑信道，每条逻辑信道的带宽是64kbit/s。DDN数字专线可提供高质量、高速率的数据传输，常用于实现远程局域网之间点到点的连接，是目前广泛应用的广域网连接技术之一。

2.2.7.5 公用分组交换数据网

公用分组交换数据网（Packet Switched Data Network，PSDN）是一种以分组为基本数据单元进行数据交换的通信网络。它采用分组交换（包交换）传输技术，是一种包交换的公共数据网。由于公用分组交换数据网使用X.25协议标准，故通常也称它为X.25网。

2.2.7.6 帧中继

帧中继（Flame Relay）是20世纪80年代出现、近几年才兴起的一种公用数据交换网，它是由X.25协议发展而来的快速分组交换技术。帧中继与X.25协议有基本相同之处，它们都采用分组交换技术，都是对等式的点对点通信。但在它们之间也存在着一些差异，主要差别是X.25协议包括低三层协议，帧中继仅包含物理层和数据链路层协议。从设计思想上看，帧中继与X.25协议的差异是帧中继注重快速传输，而X.25协议强调高可靠性，所以在X.25网内对传输的数据进行校验，并具有出错处理机制，而帧中继省略了这个功能。

2.2.7.7 综合业务数字网（ISDN）

综合业务数字网（Integrated Services Digital Network，ISDN）是一种信息通信网，可以通过普通电话线支持话音、数据、图形、视频等多种业务的通信。通过ISDN可以实现局域网的远程互连，也可以实现单机入网。ISDN提供基群速率接口（Primary Rate Interface，PRI）和基本速率接口（Basic Rate Interface，BRI）两种服务类型。PRI是主速率接口（集群速率），可提供30B+D（欧洲标准）或23B+D（北美标准）信道。其中B信道用于传输用户数据（包括声音和数据），D信道用于传输控制信号和信令信号。

2.2.7.8 微波无线网

微波通信是利用微波波段的电磁波在对流层的视距范围内进行信息传输的一种通信方式，是现代化通信的一种重要传输手段。利用微波通信技术可以实现局域网的远程互连。

微波通信需要在通信双方各架设一个天线，且接收天线与发射天线必须精确地对准。天线有定向和全向两种类型，定向天线主要实现点到点的通信，而全向天线可以实现一点对多点的通信。

2.2.7.9 卫星通信网

卫星通信是利用人造地球卫星作为空中微波中继站，实现地球上两个或多个地面站之间的通信。卫星通信不仅可以为全球提供远距离的电视广播、移动通信服务，而且可以提供数据广播和定点式数据通信，利用卫星通信网可以实现更大范围的局域网互连。它具有覆盖地域广、传输距离长、传输质量好、通信速率快等特点。因此，卫星通信通常在覆盖面积广、规模大的广域网的主干网环境中使用。

2.3 互联网与企业网

将计算机网络互连起来组成一个大网，即互联网（Internet）。在互联网上所有用户只要遵循相同协议就能相互通信，共享互联网上的全部资源。所以说互联网是多个独立网络的集合。互联网是泛指由多个计算机网络互连而成的计算机网络。通常所说的因特网是指当前全球最大的、由众多网络相互连接而成的特定计算机网络——因特网。

因特网是全球覆盖范围最广、规模最大的国际互联网，它连接了约200多个国家或地区的成千上万个网络。

因特网可以提供远程登录服务Telnet（Remote Login）、文件传送服务FTP、电子邮件服务E-mail（Electronic mail）、电子公告板系统（BBS）、万维网（WWW）等服务。

企业网（Intranet）是企业或机构的内部网，主要运行在本企业或本机构内部。企业网是一套基于互联网标准和协议的技术。企业网可以通过互连设备连接到因特网上，并通过防火墙等技术来保护企业网；企业网也可以局限于企业或机构内部，独立运行。

3 电力信息网络的运行维护

3.1 信息系统运行维护的组织模式

为了保证安全和工作质量，信息系统运行维护必须由专门机构负责，并按照一定的步骤进行。在管理方式上，信息

系统运行维护有三种组织模式。

3.1.1 单域控制模式

单域控制模式又称集中管理方式，在这种方式中，各项运行维护工作由企业信息运行中心统一管理，企业其他业务部门不再设系统维护员岗位，也不存放数据库服务器等设备。信息运行中心负责包括信息系统软硬件、网络平台、数据备份、应用系统、网络与信息安全等维护工作。

这种方式的优点为有利于系统维护过程中人、财、物及信息资源的统一调配和组织，系统培训专业技术人才，统一建设企业计算机房和配置不间断电源、空调等基础实施。

这种方式的不足之处是各业务部门极易产生依赖思想，认为信息安全和信息系统的管理是企业信息运行中心的事，不能很好地配合和支持系统的运行和日常管理工作。

3.1.2 部门域控制模式

部门域控制实际上是一种分散管理方式。在这种方式下，企业各业务部门单独配备数据库服务器或网络服务器等设备，并配备一定的专业维护人员。

分散管理的优点为：能充分调动业务部门的积极性，能根据业务部门的实际需要提出对信息系统的改正性维护、适应性维护、完善性维护及预防性维护要求。

分散管理的主要缺点为：在对信息系统进行维护时缺乏整体考虑，各部门都可能从各自的目标出发，不考虑相互之间的联系。各业务部门都需要配置专门的系统维护人员，造成人力资源的冗余和浪费。

3.1.3 主域控制模式

主域控制模式是对上述两种管理方式的综合，是一种集中管理下的分散组织形式。在这种形式下，企业可在信息中心之类的部门设立专门的信息系统运行维护机构，各业务部门和直属企业可根据实际情况，比如，与信息中心的地理位置关系、交通响应时间，以及信息系统的实时性、重要性及规模等各种因素，设置系统维护员岗位或分支机构，但在业务关系上，这些分支机构和维护人员由信息中心统一领导。主域控制模式既照顾了各业务部门的特点，又能统一管理，是一种较理想的组织形式。但其缺点也是明显的：首先条块分割，系统维护人员的管理关系复杂；其次系统维护机构规模较大，维护成本较高。

企业在实际工作中，应根据企业具体情况，灵活运用上述三种基本模式，并会同企业管理人员将管理模式制度化。

3.2 信息系统运行维护制度

为了保障系统维护工作的有序进行，规范系统维护的过程，在建立信息系统维护的组织机构后，还需对系统维护过程做出制度化的规定。

（1）建立信息系统运行日志。建立信息系统的软硬件运行情况定期记录制度是系统维护管理的一项重要内容。通过对系统工作情况的详细记录和科学分析，可以起到防微杜渐的作用，这也是系统维护的最高境界。应该要求系统维护人员从信息系统正式运行之日就开始积累系统运行情况的详细材料。另外，还要建立机房出入管理制度、操作单制度、病毒预防管理制度、账号管理制度等。

（2）健全信息系统技术文档资料。要真正具备管理应用系统的运行条件，并能够及时排除应用系统出现的故障，必须了解应用系统的功能结构和运行模式。要做到这一点，维护人员必须与系统开发人员进行充分的交流，认真阅读信息系统开发过程中的各项文档资料，并尽可能地了解应用系统的技术解决方案；单纯依靠系统操作手册是不可能很好地从事应用系统的运行管理工作的。

（3）建立信息系统应急预案。应根据各个业务系统本身的重要程度以及服务面的不同，制订不同的等级保护制度，并制订相应的应急预案。

（4）系统测试及系统试运行。信息网络系统运行包括网络及应用系统的运行，网络环境和各种应用系统的性能、功能会直接影响系统的应用效果和运行效率。因此系统正式投入运行应提供相应的测试报告和技术文档，为系统的运行和管理提供技术支持。

3.3 信息网络的维护管理

（1）异常及故障管理。异常及故障管理包括主动监控（用于检测和诊断故障）以及故障隔离与异常处理，它涉及所有由网络管理员进行诊断检测和维修网络故障的产品和过程。其主要目的是快速定位并隔离网络中的故障源或发现潜在的异常及故障，并尽快排除，以便能使网络有效地避免由于差错、异常和故障导致系统的瘫痪或不可接受的网络降级。设计系统时应考虑采用容错或冗余硬件，使得网络即使发生故障也能提供不间断的服务。

（2）网络资料统计分析。网管系统不但可以监控网络的运行，还可以将网络设备的运行情况、网络故障等多种信息存储到文件或数据库中，这些资料可以被网络管理员直接存取，以便网络管理员对整个网络的情况有清晰的了解，从而能够及时调整网络的资源分配，并以此作为网络扩展的有利依据。另一个监视信息系统的设备有协议分析仪，有助于监视网上通信情况，分析出每种通信协议的具体动作情况，从而帮助掌握网上正在发生的交互行为。

（3）应用系统的接入管理。应用系统的接入管理有以下内容：

1）各级网络运行管理部门对应用系统接入应制定严格的接入管理规范，对应用系统服务器的接入网络设备端口、服务器节点命名、IP 地址分配、VLAN 划分等有关运行配置参数进行严格管理。

2）对接入信息网络运行的应用系统：在系统投入运行前，应对系统运行的稳定性、安全性进行严格测试。包括检查应用系统自身是否存在安全漏洞和隐患，系统是否安装最新的补丁软件，是否已关闭所有不必要的服务端口，是否已关闭所有不必要的服务进程，是否已删除所有不必要的用户，各级用户口令是否足够安全等。有条件的情况下，应使用相关工具软件进行安全检查，确认没有系统漏洞后方可正式上线运行。

3）对纳入网络运行管理部门集中管理的应用系统：在系统投入运行前，应用系统开发单位和运行管理部门应相互配合，确定与该应用系统相关的网络环境参数、故障处理流程、数据备份管理流程、系统故障应急预案等。应用系统开发单位应提供能满足日常运行管理需求的系统开发及运行维护文档和系统软件介质（系统软件应包括可供系统进行完全安装和恢复的完整系统软件介质盘、软件功能说明书、软件使用说明书、程序清单及数据结构清单等）。

4）对投入运行的应用系统：信息网络运行管理部门应建立运行档案，明确系统维护专责，做好运行日志。

5）接入信息网络的各应用系统未采取有效防范手段，并未经网络管理部门同意的，不得以专线、拨号等方式与系统外网络及互联网相连。

第4章　电力系统信息安全

1　信息安全模型

1.1　信息安全的发展

信息安全的概念经历了不同的发展阶段。

（1）通信保密阶段（COMSEC）。通信保密阶段的开始时间约为20世纪40年代，其时代标志是1949年Shannon发表的《保密系统的通信理论》，该理论将密码学的研究纳入科学的轨道。COMSEC的主要目的是防止非授权人员获取通信信息，并确保通信的真实性。在这个阶段，信息安全的关注者只限于军队和政府，其基本内容主要包括加密、传输保密、发射保密以及通信设备的物理安全。

（2）信息系统安全阶段（INFOSEC）。计算机被发明并在军队和政府较大规模地使用后，计算机系统的脆弱性开始为人们所认识。尤其是，计算机系统互连后对信息交换的保护需求急剧增长。于是，出现了计算机安全（COMPUSEC）的需求，但仍然不能独自解决信息在系统中存储、处理和传输时的保护问题，于是产生了信息系统安全（INFOSEC）的需求。即保护信息系统，防止对存储、处理或传输中的信息的非授权访问或修改，防止系统对授权用户的拒绝服务。在这个阶段，对信息和信息系统的保密性、完整性和可用性要求已经非常明确。

（3）信息保障阶段（IA）。20世纪90年代以后，对于信息系统的攻击日趋频繁。信息保障（IA）的概念可描述为：保护和防御信息及信息系统，确保其可用性、完整性、保密性、鉴别、不可否认性等特性。这包括在信息系统中融入保护、检测、反应功能，并提供信息系统的恢复功能。信息保障除强调了信息安全的保护能力外，还提出要重视提高系统的入侵检测能力、系统的事件反应能力以及系统在遭到入侵引起破坏后的快速恢复能力。它关注的是信息系统整个生命周期的防御和恢复。

1.2　信息系统的安全属性

信息系统三大基本安全属性包括保密性、完整性和可用性。

（1）保密性（Confidentiality）。保密性是指信息不被泄露给非授权的用户、实体或过程，或被其利用的特性。保密性不但包括信息内容的保密，还包括信息状态的保密。例如，信息交换过程的通信量、规律等特性。

（2）完整性（Integrality）。完整性是指未经授权不能进行更改或破坏的特性，包括数据完整性与系统完整性。数据完整性，即数据在存储、处理及传输过程中保持不被偶然或蓄意地删除、修改、伪造、乱序、重放、插入等破坏和丢失的特性。系统完整性，即系统以不受损坏的方式执行其预定功能，避免对系统的未授权操作的特性。

完整性与保密性不同，保密性要求信息不被泄露给未授权的人，而完整性则要求信息不致受到各种原因的破坏。影响信息完整性的主要因素有设备故障，误码（传输、处理和存储过程中产生的误码，定时稳定度及精度的降低造成的误码，各种干扰源造成的误码），人为攻击，计算机病毒等。

（3）可用性（Availability）。可用性是信息可被授权实体访问并按需求使用的特性。例如，在授权用户或实体需要信息服务时，信息服务应该可以使用，或者是信息系统部分受损或需要降级使用时，仍能为授权用户提供有效服务。可用性一般用系统正常使用时间和整个工作时间之比来度量。

信息的可用性与硬件可用性、软件可用性、人员可用性、环境可用性等方面有关。硬件可用性最为直观和常见；软件可用性是指在规定的时间内，程序成功运行的概率；人员可用性是指人员成功地完成工作或任务的概率。人员可用性在整个系统可用性中扮演着重要的角色，因为系统失效的大部分原因是人为差错造成的。人的行为要受到生理和心理的影响，受到其技术熟练程度、责任心和品德等素质方面的影响。因此，人员的教育、培养、训练和管理以及合理的人机界面是提高可用性的重要保障。环境可用性是指在规定的环境内，保证信息处理设备成功运行的概率。这里的环境主要是指自然环境和电磁环境。

除以上3个基本安全属性外，信息安全还可体现在其他属性上：

（1）真实性：对于用户、进程、系统等，确保主体或资源的身份是所声称身份的特性。

（2）可核查性：确保将一个实体的行动唯一追踪到此实体的特性。

（3）可靠性：系统与预期行为和结果相一致的特性。

这些属性均较为一致地归结为信息和信息系统的保密性、完整性和可用性。

信息的上述安全属性构成了信息安全概念的基本内容，即确保信息的保密性、完整性和可用性。现代信息安全的概念已经远远超出信息与信息系统本身，而是在更广阔的国家安全意义上有了更深的内涵。

1.3　信息安全模型

信息安全发展至今，从多角度提出了相关模型。

1.3.1　安全策略模型

1.3.1.1　Bell-LaPadula模型

Bell-LaPadula模型是第一个也是最著名的安全策略模型，由David Bell和Len Lapadula在1973年提出，简称为BLP模型。它是一个以机密性为目标的访问控制的状态机器模型。

BLP模型定义了系统中的主体（Subjects）访问客体（Objects）的操作规则。系统的状态由一个三维数组项组成，它表示系统中的每一个主体对每一个客体的当前访问方式。在每一对主、客体之间，只有一部分访问是由安全级别（密级）允许的授权访问。每个主体均有一个安全级别，并有许多条例来约束其对每个具有不同密级的客体的访问操作。另外，还有一个访问矩阵来进一步约束一个任意主体对一个任意客体的访问形式。

1.3.1.2　Biba模型

Biba是涉及计算机系统完整性的第一个模型，于1977

年发布。

在 Biba 模型中，将完整性威胁分为来源于子系统内部或外部。如果子系统的一个组件是恶意的或不正确的，则将产生内部威胁；如果一个子系统企图通过提供错误数据或不正确调用函数来修改另一个子系统，则将产生外部威胁。Biba 认为内部威胁可以通过程序测试或检验来有效解决，所以，Biba 模型仅仅针对外部威胁。

Biba 定义的完整性只是一个相对的、而不是绝对的度量。依据该定义，一个子系统拥有完整性属性的条件是它可被信任并附着一个定义明确的行为代码。没有一个关于这个行为属性的描述语句来决定子系统是否拥有完整性，所以需要子系统附着行为代码。

计算机系统完整性的目的是确保子系统完成设计者预期的目标。模型用一个结构化网格来表示授权用户和提供用户类型级别的划分。这些属性可以防止非授权用户的修改。

到目前为止，在所有 Biba 模型的策略中，使用最广的是严格的完整性策略。该策略的缺点是不能分配适当的完整性标志。Bell LaPadula 模型能很好地满足政府和军事机构关于信息分级的需求，Biba 模型却没有决定完整性级别和类别的相应标准。

1.3.2 PPDR 时间模型

PPDR 模型包含四个主要部分：Policy（安全策略），Protection（防护），Detection（检测），Response（响应）。

在安全策略的指导下，防护、检测和响应组成了一个完整的、动态的安全循环，保证信息系统的安全，如图 18.4-1 所示。



图 18.4-1 PPDR 模型示意图

PPDR 模型中引入了“时间”因素，围绕时间设有两个数学公式：

$$P_t > D_t + R_t \qquad (18.4\text{-}1)$$

式中：P_t 为系统的防护时间，即攻击生效前被防护措施所延缓的时间；D_t 为系统检测时间，即受到攻击后检测攻击行为所花费的时间；R_t 为系统响应时间，即检测攻击后进行响应阻止攻击需要的时间。如果防护时间大于检测时间与响应时间之和，表明系统在攻击目的达到之前就能够检测到并及时阻止，则认为系统的安全目标能够保持，即系统是安全的。

$$E_t = D_t + R_t(\text{假设 } P_t = 0) \qquad (18.4\text{-}2)$$

式中：D_t、R_t 同上；E_t 为系统暴露时间，即暴露在攻击威胁之下的时间，E_t 越小认为系统越安全。

1.3.3 安全工程模型

系统安全工程能力成熟模型 SSE—CMM（Systems Security Engineering Capability Maturity Model），它描述了一个组织的安全工程过程必须包含的本质特征，这些特征是完善的安全工程保证。尽管 SSE—CMM 没有规定一个特定的过程和步骤，但是它汇集了工业界常见的实施方法。本模型是安全工程实施的度量标准，它覆盖了：整个生命期，包括开发、运行、维护和终止；整个组织，包括其中的管理、组织和工程活动；与其他规范并行的相互作用，如系统、软件、硬件、人的因素、测试工程、系统管理、运行和维护等规范；与其他机构的相互作用，包括获取、系统管理、认证、认可和评价机构。

SSE—CMM 提供了对所基于的原理、体系结构的全面描述，模型的高层综述，适当运用此模型的建议，包括在模型中的实施以及模型的属性描述。它还包括了开发该模型的需求。SSE—CMM 评定方法部分描述了针对 SSE—CMM 来评价一个组织的安全工程能力的过程和工具。SSE—CMM 为安全工程能力由低到高定义了 5 级成熟度：非正式的执行、计划和跟踪、充分定义、定量控制、持续改进。

SSE—CMM 把一个信息安全工程分为相互作用的 3 个部分：风险过程、工程过程和保证过程，这 3 个过程是相互关联、相互作用的。每个过程可分解为一系列过程域（Process Area 或 PA）和实践活动（Basic Practice 或 BP）。SSE—CMM 将安全工程项目划分为 22 个过程域（Process Area 或 PA），其中工程过程域 11 个、项目过程域 5 个、组织过程域 6 个。各个过程域完成不同的任务。为了完成任务，SSE—CMM 给每个过程域都定义一组基本实践，并规定每一个这样的基本实践都是完成该子任务所不可缺少的。

1.3.3.1 风险过程

安全工程的一个主要目的就是减小风险。风险是威胁利用脆弱点对系统资产造成影响的可能性。风险是威胁、脆弱性、影响三者的合并，风险过程包括的主要分解环节有评估威胁、评估脆弱性、评估影响、评估风险。风险评估利用的是威胁评估、脆弱性评估、影响评估的输出，风险评估的结果将作为工程过程的一个输入。风险过程如图 18.4-2 所示。

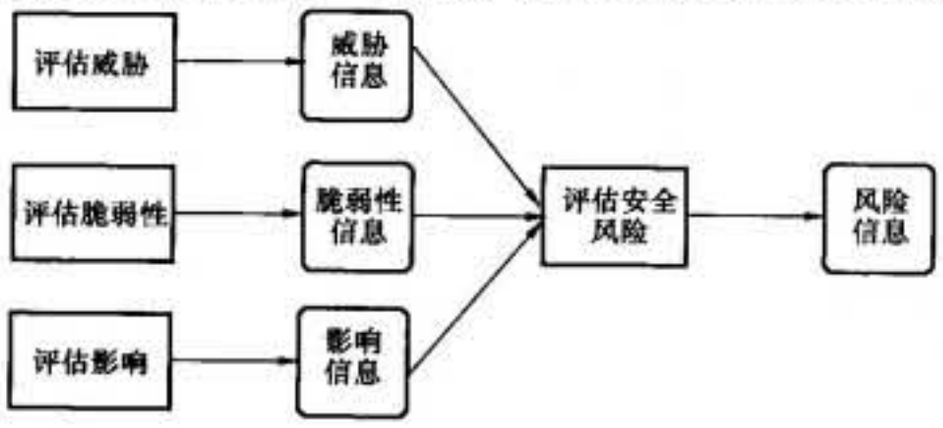


图 18.4-2 风险过程示意图

1.3.3.2 工程过程

工程过程实际是一个安全的协调过程。通过分析风险过程输入的安全需求，制定安全解决方案，进而保证安全，把风险控制在一个可接受的程度。工程过程为保证过程提供证据。

使用风险过程得出的信息和其他关于安全要求的信息、相关法律和政策，确定安全需求。安全需求一旦确定，进一步确定更为明确的安全要求。根据安全要求开发解决方案。在方案实施后，还要对所采取的安全控制措施进行管理，并不断监视系统的安全状态，为下一个工作周期作准备。在工程的各个环节中，项目成员之间和其他相关人员、组织之间的协调沟通是工程能否顺利进行的重要因素。工程过程由指定安全需求、提供安全输入、管理安全控制、监视安全状态、协调安全构成，如图 18.4-3 所示。

1.3.3.3 保证过程

保证是对安全需求得到满足的信心或信任度，它是安全工程的一个重要产品。这个信心通过一组对系统安全特征的声明传达给客户，声明被一系列证据支持。这些证据是在安全工程中产生的，包括工程文档、工程日志、测试结果等。

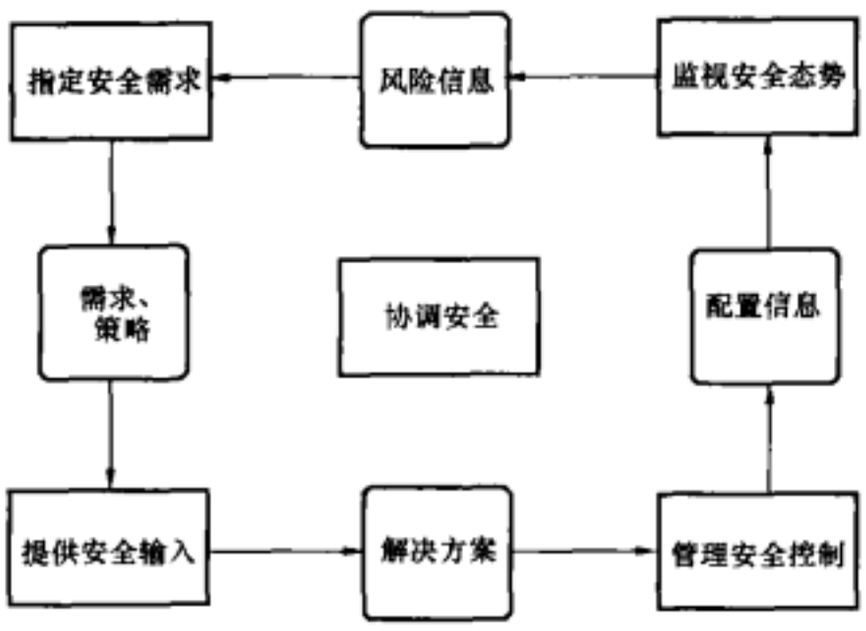


图 18.4-3　工程过程示意图

保证过程通过收集工程过程和风险过程中提供的证据建立安全保证论据，一方面可以在工程过程后证明安全得到保证；另一方面可以在风险过程后证明是否需要一个工程过程来加强安全。保证过程如 18.4-4 所示。

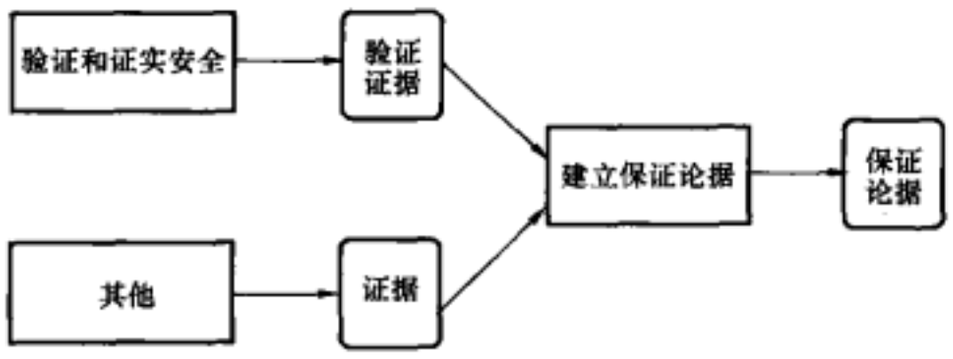


图 18.4-4　保证过程示意图

1.3.3.4　信息安全标准

信息安全涉及的主要标准有 ISO 7498—2（GB/T9387.2—1995）《信息处理系统开放系统互连基本参考模型　第二部分：安全体系结构》、ISO/IEC TR 13335、ISO/IEC TR 18336、ISO/IEC TR 17799。

1.4　信息安全管理体系

信息安全管理框架建立的步骤如图 18.4-5 所示。

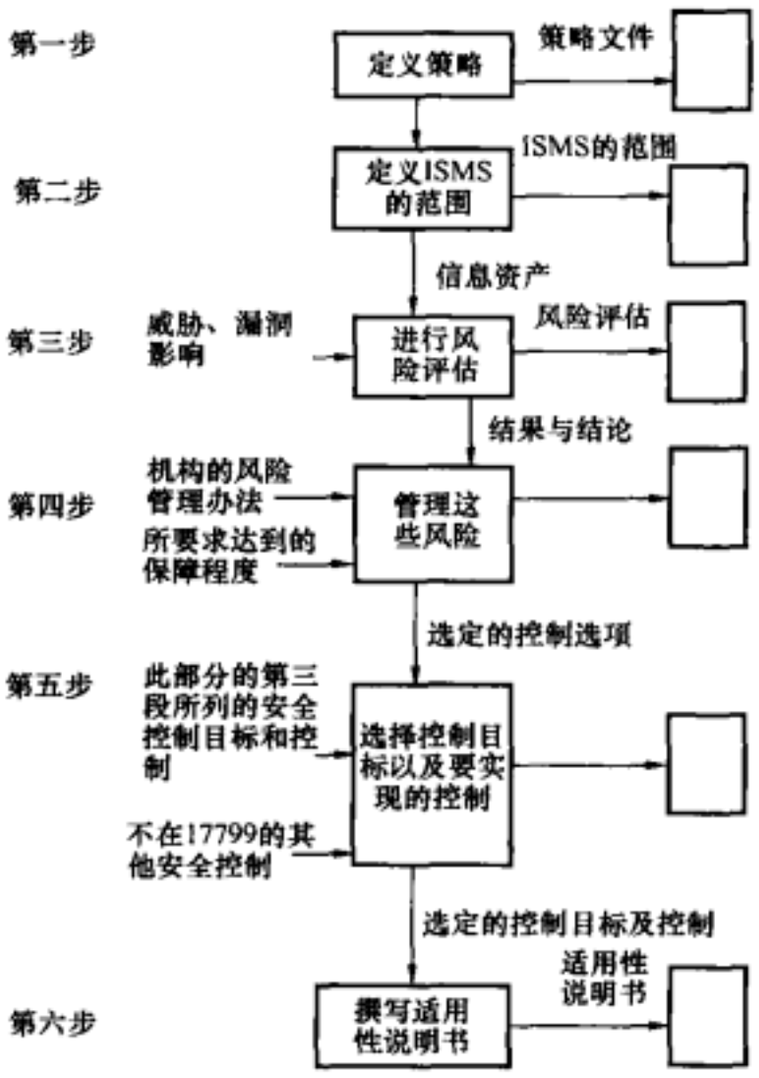


图 18.4-5　信息安全管理框架建立步骤

(1) 定义组织的信息安全策略。

(2) 定义组织信息安全管理的范围。

(3) 采取适当的风险评估。风险评估将通过识别对资产的威胁、组织的弱点和对组织的影响来确定风险的程度。

(4) 对风险情况进行分析，并与组织的信息安全政策进行比对分析，确定可接受的风险程度。

(5) 选择适当的控制目标和控制措施，并证明选择的正确性。

(6) 准备适用性声明。被选用的控制对象和控制，以及选用的理由将以文档形式保存在适用性声明中。

ISO 17799/BS7799 第 1 部分中明确定义了信息安全管理体系的内容，共包括 10 个方面：

(1) 信息安全政策：提供信息安全管理的方向以及对信息安全系统的支持。

(2) 信息安全组织机构：为组织信息安全管理政策的落实提供保障。

(3) 信息资产的分类与管理：对组织的财产进行适当的保护，确保信息财产得到相应等级的保护。

(4) 人员安全：减低人为错误、盗窃、欺骗和系统的滥用，确保用户关注信息安全威胁，并在实际的工作中支持组织的安全政策。

(5) 物理环境安全：防止未经授权的访问，防止财产的丢失、损害和危险，防止对信息和信息处理设备的损害和偷窃。

(6) 通信与操作安全管理：确保正确和安全地操作信息处理设备，降低系统失效带来的风险，保护软件和信息的完整性，保持信息处理和通信业务的完整性和可用性，确保对网络内的信息和支撑基础设施进行有效的保护，防止在组织间交换的信息丢失、被篡改或滥用。

(7) 访问控制：控制对信息的访问，防止对信息系统的未授权访问。

(8) 应用系统开发与维护：确保在信息系统中实现了安全功能。

(9) 业务连续性管理：减少和避免业务中断和保护关键业务，使之免于灾祸的影响。

(10) 信息安全管理的一致性：避免触犯任何刑事和民事的法令、法规。

2　电力系统信息安全

信息战是现代战争的重要手段之一。作为国家基础设施的电力系统的信息安全问题，已经关系到电力生产安全、经济安全，关系到国计民生、社会稳定与公众利益，属于国家信息安全战略，是国家安全战略的重要组成部分。

随着电力系统信息化程度的提高，电力企业的生产经营业务对信息系统的依赖程度越来越高，信息系统的安全问题也空前严峻。随着电力集团集约化管理水平的不断提高和信息基础设施的日益完善，信息资源的集中程度，以及系统的纵横互联与集成程度急剧增加，原来的局部信息安全问题将带来全局的影响。这些都为电力系统信息安全提出新的挑战。

电力系统业务有鲜明的行业特性，电力系统的信息系统也有其明确的业务使命，电力系统信息安全客观反映了业务的安全要求，因此表现在不同业务系统的安全需求特性上：

(1) 对于生产控制类的信息系统，如 SCADA/EMS、厂站自动化控制系统，重要的是保证系统的实时连续性，即信息系统的高可用性，以及生产控制数据，尤其是控制命令的完整性、命令发送端身份的真实性。

（2）对于电力营销类业务，面向广大社会公众提供购电及计费服务，其数据的真实、完整性是应该首要保证的，其次是系统的可用性，能够随时为公众提供服务。

（3）资金管理类业务，如企业与银行互联业务，资金数据的完整性、业务操作的可核查性是主要的安全目标。

（4）其他业务系统，如电网企业的输变电管理、生产 MIS、发电企业的 SIS 系统等，都有特定的安全要求，因而具有特定的安全属性。

做好电力系统信息安全工作的前提，是充分理解电力系统业务内涵，深入认识其信息系统的业务使命，正确分析信息系统的安全要求。

2.1 电力信息安全管理步骤

电力信息安全管理的目标是通过信息安全管理实现对电力企业生产、运营和管理的保障。信息安全的建设是一个系统工程，需要对信息系统的各个环节进行综合考虑和规划，并及时兼顾电力信息化发展的动态，确保对任何环节上的安全缺陷都有相应的对策。

电力信息安全体系的建设方法应当根据电力企业的业务目标与安全要求，在风险评估的基础上，建立与完善信息安全框架，并在信息安全框架之上建立信息安全管理体系、运行维护体系和技术体系，从多个角度、细粒度地落实信息安全内容，在持续改进过程中不断丰富与完善，最终达到建立一套涵盖管理策略、运维和技术内容的信息安全管理体系。

信息安全水平由与信息安全有关的所有环节中最薄弱的环节决定，即“木桶理论”中的“短板”效应。信息从产生到销毁的生命周期过程中包括了产生、收集、加工、传输、存储、检索、销毁等多个环节，其表现形式和载体会发生各种变化，这些环节中的任一点都会存在影响整体安全水平的信息安全风险。要实现电力系统信息安全目标，电力企业必须使构成信息安全防护体系的所有内容都达到一定的要求，这样才能避免“短板”的出现。

在信息安全问题上，要以管理为本，明确信息安全管理体系要比安全技术和产品更重要。信息安全管理问题涉及面很广，从国家的角度考虑有法律、法规、政策问题；从电力企业内部考虑有信息安全方针策略、组织机构、人员职责、教育与培训、企业文化、应急和业务连续性管理等多方面的问题。

电力信息安全管理体系的建立需要充分理解各相关部门的业务目标、规章制度和具备的信息安全条件，通过实施信息安全风险评估掌握信息安全的现状，提出信息安全管理的框架和目标内容。电力信息安全管理体系应当按照以下步骤有序地建立：

（1）分析业务安全目标。充分了解业务系统的安全目标，对业务情况进行调研与分析，发现各业务系统所面临的信息安全风险，定义出合理的信息安全策略，明确相应的信息安全政策和规章制度。

（2）建立信息安全管理框架。电力企业内部实施信息安全管理应根据安全目标及方针，建立信息安全的领导和落实机构，明确人员的职责和分工，通过机制将机构和人员的工作调动起来，对信息安全做出决策，为信息安全工作提供指导与支持。可以先建立一个初步的、易于实施和维护的管理框架，在框架内贮备制定信息安全管理的相关标准与规范。

（3）实施风险管理。信息安全管理的核心是风险管理。通过风险评估，明确主要风险状况，利用各种信息安全技术与产品，在统一的信息安全管理框架下，将制度、人员和技术等防护手段有机地融合起来，实现对风险的控制与管理。

（4）落实信息安全运行维护。信息安全技术和信息安全管理策略之间需要通过日常的运行维护工作关联起来，这样才能将管理目标、人员和技术产品融合起来，实现对风险的有效控制。

2.2 电力信息安全管理的内容

在电力信息安全管理工作中，应当结合信息化的发展情况，以具备的信息安全条件为基础，落实全面的信息安全管理内容。

2.2.1 信息安全管理组织机构

信息安全管理组织机构是信息安全管理工作的执行与运作基础，只有建立了有效的管理组织机构，才能有效地推动信息安全工作，信息安全保障体系的目标才能被有效地落实。

（1）信息安全领导小组。是由高层领导以及各相关部门负责人组成的信息安全工作最高管理机构，负责对信息安全工作中的重大问题做出决策，进行较高层面的组织、协调和管理，并支持和推动信息安全工作的实施。

（2）信息安全工作组。是由信息化主管部门及相关部门技术骨干组成的，负责信息安全工作中具体内容的机构。一般情况下应将以下工作角色分配给工作组成员：

1）信息安全主管。信息安全工作组的负责人，肩负协调和管理所有信息安全工作内容的职责。

2）系统安全。负责主机、业务系统、应用系统安全情况的分析和整理，以及安全管理、协调和技术指导。

3）网络安全。负责网络系统安全情况的分析和整理，以及安全管理、协调和技术指导。

4）安全策略管理。负责安全策略文件的开发制订、推广和指导。

5）安全审计小组。负责按照安全监督、考核办法进行安全审计管理、工作监督和指导。

6）应急处理小组。负责对投诉的、上报的和发现的各种安全事件进行响应、处理。

7）各部门信息安全员。负责各业务部门的信息安全管理工作，也是各部门和信息管理中心在信息安全工作上的一个接口。

（3）安全咨询机构。聘请信息安全专家作为技术支持资源和进行管理咨询，主要起向信息安全领导小组提供建议、帮助信息安全工作小组解决问题、协助审核信息安全解决方案等作用。

2.2.2 人员安全管理

人员管理是信息安全管理中的关键内容，通常情况下，人员安全管理首先要明确相关人员的责任和义务，形成岗位职责的说明，将人员安全责任和工作范围以书面的形式确定下来。信息安全责任文件是人员管理的基础，只有明确了人员的工作职责，信息安全管理的策略和机制才能得到落实与保障。

对于信息安全专业人员和相关人员应制订信息安全的培训计划，提高人员的安全意识和技能水平，使他们具有相当的安全技术素质。

在人员的安全管理中，考核是必不可少的环节，信息安全管理体系中需要针对不同的部门和人员岗位确立监督与考核指标，明确信息安全工作的重点和关键环节。

2.2.3 信息安全策略体系

信息安全策略体系由总方针、技术标准和规范、管理制度和规定、组织机构和人员职责、操作流程、用户协议等构成，这几部分间的关系如图 18.4-6 所示。

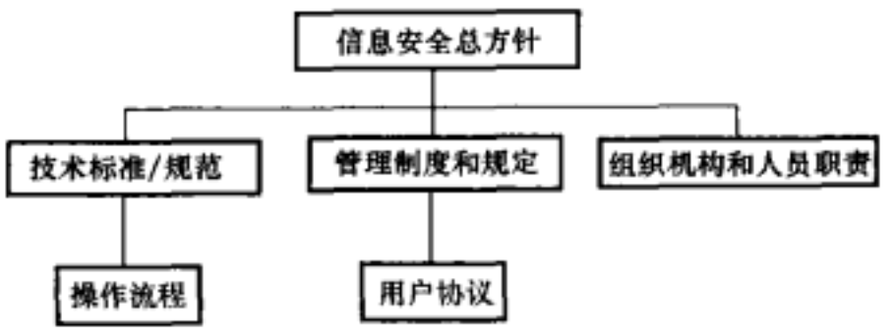


图 18.4-6　信息安全策略体系

(1) 信息安全总方针。是信息安全的纲领性策略文件，主要陈述策略文件的目的、适用范围、信息安全的管理意图、支持目标以及指导原则，信息安全各个方面所应遵守的原则方法和指导性策略。

信息安全管理策略体系中的其他部分都是从信息安全总方针引申出来的，并遵循总方针，不抵触或违背其中的指导思想。

(2) 技术标准和规范。包括各个网络设备、主机操作系统和主要应用程序应遵守的安全配置和管理的技术标准和规范。技术标准和规范将作为各个网络设备、主机操作系统和应用程序安装、配置、采购、项目评审、日常安全管理和维护时必须遵照的标准，不允许发生违背和冲突。

技术标准和规范向上遵照信息安全总方针，向下延伸到安全操作流程，作为安全操作流程的依据。

(3) 信息安全管理制度和规定。从安全策略主文档中规定的安全各个方面所应遵守的原则方法和指导性策略引出的具体管理规定、管理办法和实施办法，必须具有可操作性，而且必须得到有效推行和实施。

信息安全管理制度和规定向上遵照信息安全总方针，向下延伸到用户签署的文档和协议。用户协议必须遵循管理规定和管理办法，不得与之发生违背。

(4) 安全管理组织机构和人员职责。包括安全管理机构组织形式和运行方式、机构和人员的一般责任和具体责任。作为机构和员工具体工作中的具体职责依照。

组织机构和人员职责从信息安全总方针中延伸出来，其具体执行和实施由管理规定、技术标准规范、操作流程和用户手册来落实。

(5) 安全操作流程。详细规定主要业务应用和事件处理的流程和步骤，及相关注意事项。作为具体工作中的具体依照，此部分必须具有可操作性，而且必须得到有效推行和实施。

(6) 用户协议。用户协议指用户签署的文档和协议。包括安全管理人员、网络和系统管理员的安全责任书、保密协议、安全使用承诺等。作为员工或用户对日常工作中遵守安全规定的承诺，也作为违反安全规定时的处罚依据。

随着环境和安全形势的变化，需要对发布的安全策略进行回顾，对其中不合理或不再适用的内容进行修正，这样才能保证信息安全策略的合理性。各个策略文件的审查和修订要求应在各文件中有章节明确定义。

2.2.4　信息系统安全运维管理

信息安全管理体系中，安全运维管理是承接管理和技术两部分内容的桥梁。在安全运行维护管理中，主要是对信息系统基本设施的安全性进行管理，包括网络安全管理、网络边界防护安全管理、内部计算环境安全管理。

信息安全日常运维管理直接影响总体的信息安全水平，通常信息安全日常运行维护管理的内容有：

(1) 信息资产管理。信息资产管理是信息安全风险管理的起点，良好的资产管理才能确保风险管理目标明确、方法合理。

(2) 安全评估管理。通过对信息安全管理策略、信息系统结构、网络、系统、数据库、业务应用等方面进行信息安全风险评估，确定所存在的信息安全隐患及信息安全事故可能造成的损失和风险大小，了解在信息安全工作方面的问题以及如何解决这些问题。

(3) 物理环境管理。系统的物理运行环境良好是保证系统正常运行的重要因素。电力系统在物理环境管理方面应制订包括机房环境要求、出入制度、机房巡检制度、机房值班制度等管理要求。

(4) 数据备份管理。数据安全是系统安全防护的一个重要部分，数据备份管理是保护数据安全的一个重要手段。通过制订数据备份与恢复策略，对备份的内容、方式、方法等进行一致的要求。并制订相应的数据恢复演练要求，保证备份、恢复策略的有效性和可行性。

(5) 信息项目的安全审核。对所有信息系统项目都应当在项目开始阶段就引入信息安全方面的规划和验证，制订应用系统安全管理策略，对开发、建设、验收、运行等阶段的系统安全提出要求。

(6) 信息安全事件应急处理机制。建立信息安全事件应急体系，保证在最快的时间内对信息安全事件做出正确响应，确保业务的连续，并为事件追踪提供支持。

总之，信息安全管理体系的实施是一个系统工程，需要有正确的方法论指导。在综合各种安全控制措施的基础上，建立起一个包括人员和技术措施、管理策略在内的完备的信息安全管理体系。

3　电力系统信息安全风险评估

3.1　信息安全风险评估

3.1.1　信息安全风险评估的术语和定义

(1) 信息安全风险评估 (Information Security Risk Assessment)。依据有关信息安全技术与管理标准，对信息系统及由其处理、传输和存储的信息的机密性、完整性和可用性等安全属性进行评价的过程。它要评估资产面临的威胁以及威胁利用脆弱性导致安全事件的可能性，并结合安全事件所涉及的资产价值来判断安全事件一旦发生对组织造成的影响。

(2) 资产 (Asset)。专指信息资产，是在信息化建设过程中积累起来的信息系统、信息数据、生产或服务能力、人员能力和应得的信誉，是安全策略保护的对象。

(3) 资产价值 (Asset Value)。是指信息资产对信息系统的重要程度，以及信息系统为完成组织使命的重要程度。资产价值是资产的属性，也是进行资产识别的主要内容。

(4) 威胁 (Threat)。是指信息资产可能受到的来自内部和外部的安全侵害。

(5) 脆弱性 (Vulnerability)。是指信息资产及其防护措施在安全方面的不足，通常也称为漏洞。脆弱性可能被威胁利用，并对信息资产造成损害。

(6) 信息安全风险 (Information Security Risk)。是指人为或自然的威胁利用信息系统及其管理体系中存在的脆弱性导致安全事件发生的可能性及其潜在的影响。

(7) 残余风险 (Residual Risk)。是指采取了安全防护措施，提高了防护能力后，仍然可能存在的风险。

(8) 安全事件 (Security Event)。是指威胁利用脆弱性产生的危害情况。

(9) 安全需求 (Security Requirement)。是指为保证信息系统正常运作，在信息安全防护措施方面的要求。

(10) 安全措施 (Security Measure)。是指为保护资产，抵御威胁，减少脆弱点，降低安全事件的影响，检测和响应意外事件，打击信息犯罪而采取的各种实践、规程和机制统称为安全措施。

3.1.2 风险模型

风险关系模型以风险为中心描述了信息资产所面临的风险、漏洞、威胁及其相应的复杂关系，用以指导风险评估和风险分析的实施。模型中各要素及其关系如图 18.4-7 所示。

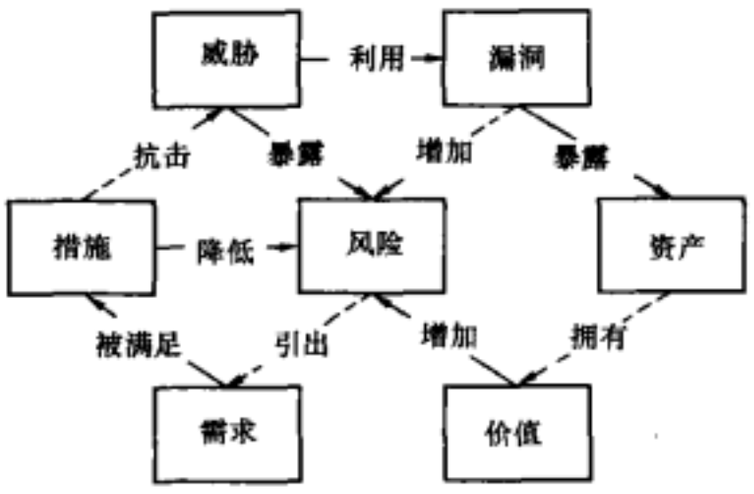


图 18.4-7 风险关系模型

图 18.4-7 对风险要素间的关系进行了动态的描述，反映了资产所面临的安全风险与其他各个要素之间相互作用的内在联系，相互间的主要关系如下：

(1) 资产具有价值，这种价值体现在当信息资产泄漏、被破坏或不可使用时，会造成资产的拥有者利益和信誉上的损失；同时资产存在着漏洞。

(2) 漏洞使资产暴露在威胁面前，漏洞越严重资产暴露的可能性就越大。

(3) 威胁利用信息系统存在的漏洞对信息系统进行破坏。

(4) 风险是未发生并且有可能发生的事件，因此风险具有可能性。风险一旦发生将对资产造成影响，因此风险后果具有影响性。风险是从威胁发起的，威胁发生的可能性越大，资产面临的风险越大；威胁利用漏洞对资产价值产生影响，漏洞越严重风险越大；另外，在威胁可能性和漏洞严重程度一定的情况下，资产的价值越高，其面临的风险也越大。

(5) 对信息系统安全风险的分析，导致信息系统安全需求的提出。

(6) 根据安全需求的不同选择适当的安全措施，制订合理的信息安全解决方案对风险进行控制，进而降低安全风险，防范威胁。

3.1.3 信息系统生命周期的风险评估

信息系统生命周期包含五个基本阶段，即规划阶段、设计阶段、实施阶段、运行维护阶段和废弃阶段。风险评估活动贯穿在信息系统的整个生命周期中。各阶段根据其活动内容的不同，风险评估的要点也会不同。

(1) 规划阶段。规划阶段风险评估的目的是识别系统的使命，以支撑系统安全需求及安全战略等。评估工作应能够根据信息系统的业务使命、功能，确定系统建设应达到的安全目标。

(2) 设计阶段。设计阶段的风险评估需要根据规划阶段所明确的系统安全目标，对系统设计方案的安全功能设计进行判断，以确保设计方案满足系统安全目标，作为采购过程风险控制的依据。

(3) 实施阶段。实施阶段风险评估的目的是根据系统安全需求和运行环境对系统开发实施过程进行风险识别，并对系统建成后的安全功能进行验证。根据设计阶段分析的威胁和建立的安全控制措施，在实施及验收时进行质量控制。

(4) 运行维护阶段。运行维护阶段风险评估的目的是了解和控制运行过程中的信息系统安全风险，评估内容包括真实运行的信息系统的资产、威胁、脆弱性等各方面。

(5) 废弃阶段。信息系统进入废弃阶段，根据废弃的对象，又分为部分废弃和全部废弃两种。本阶段应重点分析废弃资产对组织的影响，对由于系统废弃可能带来的新威胁进行分析。

3.2 电力系统信息安全风险评估流程

信息安全风险评估包括资产评估、威胁评估、脆弱性评估、现有安全措施评估、风险计算和分析、风险决策和安全建议等评估内容，在风险评估之后就是要进行安全整改，评估流程如图 18.4-8 所示。

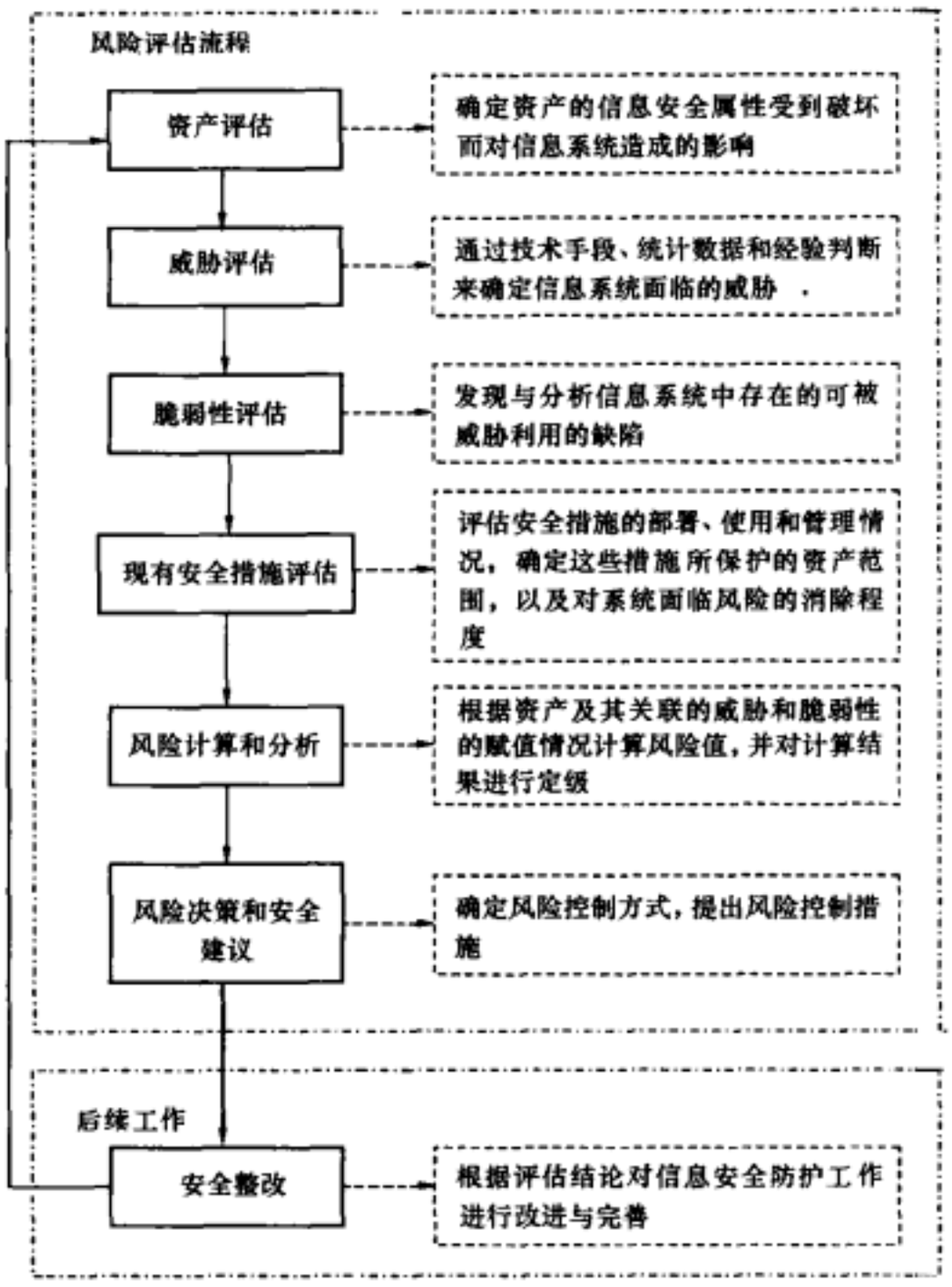


图 18.4-8 风险评估流程

3.3 电力系统信息安全风险评估方法

电力系统信息安全风险评估的主要内容包括资产评估、威胁评估、脆弱性评估和现有安全措施评估等。

3.3.1 资产评估

资产评估是确定资产的信息安全属性（机密性、完整性、可用性等）受到破坏而对信息系统造成的影响的过程。

(1) 信息资产识别。电力企业信息资产可以按表 18.4-1 的分类进行识别。

表 18.4-1 信息资产分类表

类 别	解 释
信息	以物理或电子方式记录的数据，或者用于完成电力企业使命任务的知识产权
软件	软件应用程序，如操作系统、数据库应用程序、网络软件、办公应用程序、客户应用程序等，用于处理信息

续表

类　别	解　　释
硬件	信息技术的物理设备，例如工作站、服务器等
人员	指电力企业中拥有独特技能、知识和经验、他人难以替代的人
系统	处理信息的信息系统，代表一组信息、软件和硬件资产

（2）资产赋值。综合考虑了资产的使命、资产本身的价值、资产对于应用系统的重要程度、业务系统对于资产的依赖程度、部署位置及其影响范围等因素，评估信息资产价值。评估中，对不同类型的资产考虑其机密性、完整性和可用性，通过对资产安全要求的判定，确定其重要程度。

3.3.2　威胁评估

威胁评估是通过技术手段、统计数据和经验判断来确定信息系统面临的威胁的过程。威胁评估的主要工作包括两个方面，一是要根据资产运行环境来确定其所面临的威胁来源；另一方面要确定这些威胁的严重程度和发生的频率。

（1）威胁识别。威胁识别过程包括了威胁统计和威胁资产关联两个过程。威胁统计采用威胁列表、日志信息审计、历史事件调查等手段统计信息系统面临的最大威胁集合；威胁资产关联是根据资产的物理、网络和人员等环境从威胁统计结果中提取具体资产面临的主要威胁列表的过程。

（2）威胁赋值。威胁评估的重要内容是对威胁进行赋值，为风险分析提供确定的等级数据，确保风险分析结果的科学性。威胁按照其对安全属性的影响分为涉及机密性的威胁、涉及可用性的威胁和涉及完整性的威胁，分别进行赋值。威胁的赋值需要综合考虑威胁发生的可能性和威胁产生后的严重程度。

3.3.3　脆弱性评估

脆弱性评估是对信息系统中存在的可被威胁利用的缺陷的发现与分析过程。

（1）脆弱性识别。脆弱性的识别以资产为核心，即根据每个资产分别识别其存在的弱点，然后综合评价该资产或资产组（系统）的脆弱性。

按照信息系统运作方式，将与信息系统安全性相关的内容划分成技术、运维和管理三个方面，对信息系统脆弱性的识别从这三个方面出发。管理、运维、技术三方面的脆弱性又是相互关联的，管理脆弱性可能会导致运维脆弱性和技术脆弱性的产生，运维脆弱性也可能导致技术脆弱性的产生。

技术的脆弱性识别主要采用工具扫描和人工审计的方式进行，运维和管理的脆弱性主要通过访谈和调查问卷来发现。此外，对以往安全事件的统计和分析也是确定脆弱性的主要方法。

（2）脆弱性赋值。脆弱性赋值包含严重程度和对系统安全属性的影响两部分内容，即确定脆弱性被威胁利用后对资产造成的破坏程度，和与具体安全属性的对应关系。

3.3.4　现有安全措施评估

通过对系统中现有的安全措施的评估可判别出已部署的和已经规划的安全防护措施是否合理，这些安全措施的使用是否达到了部署的目的，以及对系统脆弱性的弥补程度，对威胁的削弱程度。

3.3.5　风险计算和分析

在完成资产评估、威胁评估和脆弱性评估后，根据资产及其关联的威胁和脆弱性的赋值情况可计算出风险值。

风险计算原理如下：

$$R=ATV=ED$$

$$T=T_s T_f,\ E=A T_s,\ D=T_f V \qquad (18.4\text{-}3)$$

式中：R 代表风险值；A 代表资产价值；T 代表威胁值；V 代表脆弱性值；E 代表资产损失产生的影响；D 代表资产暴露程度；s 代表严重程度；f 代表可能性。

对风险计算结果进行排序，并从技术风险、管理风险、运维风险、机密性风险、完整性风险、可用性风险、资产的总和风险等多个角度进行分析。

3.3.6　风险决策和安全建议

风险决策是在风险分析的基础上，对风险进行等级划分，并选择风险控制方式的过程。风险控制方式主要有规避、转移、降低和接受四种方式：

（1）规避风险。通过不使用面临风险的资产来避免风险。比如，在没有足够安全保障的信息系统中，不处理特别敏感的信息，从而防止敏感信息的泄漏。

（2）转移风险。通过将面临风险的资产或其价值转移到更安全的地方来避免或降低风险。比如，通过外包将风险转移给第三方机构。

（3）降低风险。通过对面临风险的资产采取保护措施来降低风险。保护措施可以从构成风险的三个方面，即威胁、脆弱性、资产来降低风险。

（4）接受风险。不采取任何风险控制措施，接受风险的存在。

安全建议是要根据风险分析、风险决策的结果从技术层面（包括物理、主机、网络、应用）、管理层面（包括组织机构、人员、管理制度）和运维层面，以及机密性、完整性、可用性方面分别提出对风险控制的需求。经过合理的统计和归纳，选择控制措施，形成安全解决方案。

3.3.7　安全整改

信息安全风险评估的最终目的是提高信息系统的安全防护能力，因此安全建议提出后，被评估单位必须采取措施将建议内容付诸实施，进行信息系统安全整改，以达到评估的最终目的。

安全整改是电力企业根据评估结论对信息安全保障体系开展的改进与完善工作，在安全整改后，应该通过对关键环节进行二次评估的方式，验证整改效果。二次评估后，应出具整改情况的检查报告。

第5章 电力信息资源

1 信息资源概述

信息资源（Information Resources）概念的兴起始于 20 世纪 70 年代，当时西方发达国家的政府和企业逐渐认识到信息是一种新的生产要素和重要的公共行政资源，并逐渐把信息资源视为增强企业竞争力和推进政府管理变革的重要手段。此后，信息资源概念广泛传播，在世界范围内获得了普遍认可。信息资源的利用正成为世界发展的最新潮流。20 世纪 80 年代以来，我国政府对信息资源建设、管理和有效利用给予了高度重视。邓小平同志曾于 1984 年提出了“开发信息资源，服务四化建设”的指导思想。

信息资源与材料资源、能源资源一起，构成了国民经济和社会发展的三大战略资源。信息资源作为生产要素、无形资产和社会财富，与能源、材料资源同等重要，在经济社会资源结构中具有不可替代的地位，已成为经济全球化背景下国际竞争的一个重点。信息化建设的六要素中信息资源开发处于信息化的核心地位，信息化的核心和首要任务就是深入开发、广泛利用信息资源。

按信息资源的内容划分，信息资源可分为文献类信息、生产管理类信息、政府类信息、时事类信息、商业类信息等。

按信息资源的载体划分，信息资源可分为纸介质、磁介质、光介质、各种实物介质等。

在网络和计算机时代，信息资源的开发利用主要针对可在网络条件下应用的电子化（数字化）信息资源。通过计算机和网络技术设备收集、处理、存储和传播的信息资源都可以用数字化的形式，因此，一般把数字化的信息资源简称为信息资源。

电力信息资源是国家信息资源的一部分，是电力行业性的数字化资源。电力信息资源的主体由电力企业在生产、科研、管理、决策等社会生产活动中产生，同时也包含了部分政府信息（如政府公文、政策法规、国民经济信息等）、行业信息（如能源信息、工农业信息、国际相关信息等）。在电力生产领域，电力信息资源主要指生产数据，在企业管理领域，主要指办公自动化信息、辅助决策信息、市场信息等，在科研领域，主要指科技文献类信息，包括科技动态、科技期刊、科技会议、科技报告、科技图书、技术标准、技术法规，专利技术，还包括科技查新、科技成果、行业统计等信息资源。不同的企业有不同的管理信息分类。

公共信息资源指可从社会机构、政府、因特网等公开渠道获得，以科技、政策、管理、统计等类信息为资源主体，对各类企业均有广泛参考价值，可作为各级领导的决策依据和素材，可潜移默化地促进科技进步和管理现代化的一类信息资源。公共信息资源建设是电力信息化建设中不可或缺的一部分，其重要作用在于公共信息资源可促进企业不断获取新知识、新观念，促进员工不断提高业务素质和创新性，促进科技进步，从而不断提高企业劳动生产率，实现企业的可持续发展。因此，公共信息资源建设与网络、信息安全、信息通道建设，以及生产、经营、管理等实时信息流建设等，都具有同等重要的地位。

在电力行业中，公共信息资源特指电力动态、电力期刊、学术会议、技术标准、法律法规、科技报告、科技成果、学位论文、专利文献、技术类图书手册、产品信息库、国民经济统计等可公开类型的信息资源。

2 电力企业数据总体规划

2.1 数据总体规划

数据总体规划是指对企业在生产经营活动中所需要的数据资源进行全面的梳理、分析，在此基础上对数据的产生、获取、处理、存储、传输等全过程进行全面的规划。总体数据需求分析的目的是梳理企业的基础数据，完善主题数据库，建立企业全范围内的稳定的数据模型。数据总体规划是企业信息化的一项基础性工作，其指导原理是信息工程基本原理。

（1）企业信息系统以数据为中心。企业信息系统借助于各种数据系统软件，对数据进行采集建立和维护更新，使用这些数据生成日常事务单据；专业人员进行信息查询，对这些数据进行汇总或分析得到一些图表和报告；管理人员通过信息系统进行决策分析；数据库管理人员检查某些数据，以确信是否正确。因此企业信息系统所面对的核心对象是企业数据。

（2）数据结构稳定，处理多变。一个企业如果业务类型不发生大的变化，那么其所使用的数据类型也很少变化，具体来说，数据实体的类型是不变的，除了偶尔少量地加入几个新的实体外，变化的只是这些实体的属性值。对于一些数据项稽核，可以找到一种最好的办法来表达它们的逻辑结构，即稳定的数据模型。这种模型是企业所固有的，问题是如何把他们提取出来，设计出来。这些模型在其后的开发和长远应用中很少变化，而且避免了破坏性的变化，这些模型为企业信息化处理奠定坚实的基础。虽然企业的数据模型是相对稳定的，但是应用这些数据的处理过程却是经常变化的，随着业务流程的调整和优化，系统分析员和最终用户可以经常改变数据处理过程。只有建立稳定的数据结构，才能使行政管理或业务处理上的变化能被信息处理系统所适应。这正是面向数据的方法所具有的灵活性，而面向过程的方法往往不能适应管理上变化的需要。

（3）最终用户必须真正参加信息系统开发工作。最终用户最了解业务过程和管理上的信息需求，所以从规划到设计实施，在每一阶段都应有用户的参加。首先，信息是企业的重要资源，如何发挥作用，必须要求高层领导掌握；其次，总体规划涉及企业长远发展和业务过程的调整，必须有各管理层次上的业务人员参加；另外，要使频繁的业务变化在信息处理上及时反映，是数据处理部门所不能完全胜任的。

电力行业是信息化工作开展得比较早的行业之一。在长期的信息化建设过程中，电力企业研发和使用了大量的应用系统，对生产过程自动化和管理现代化起到了很大作用，但同时也暴露出不少问题。主要体现在企业的数据资源无法进行有效的整合，数据标准化程度较低，各应用系统之间的数

据难以共享，形成了一个个信息孤岛和应用孤岛。要解决上述电力行业信息化中存在的各种问题，必须重视信息化基础性工作，进行企业数据总体规划，对企业的各项业务进行梳理，总体规划企业数据资源，建立企业业务模型、数据模型和数据标准。

企业数据总体规划所包含的内容如图 18.5-1 所示，可以用两个阶段（需求分析阶段、系统建模阶段）和三个模型（功能模型、数据模型、结构模型）来进行描述。

企业数据总体规划遵循两条主线：业务分析建模和数据分析建模，通过数据流程图和实体关系图将两条主线进行融合。

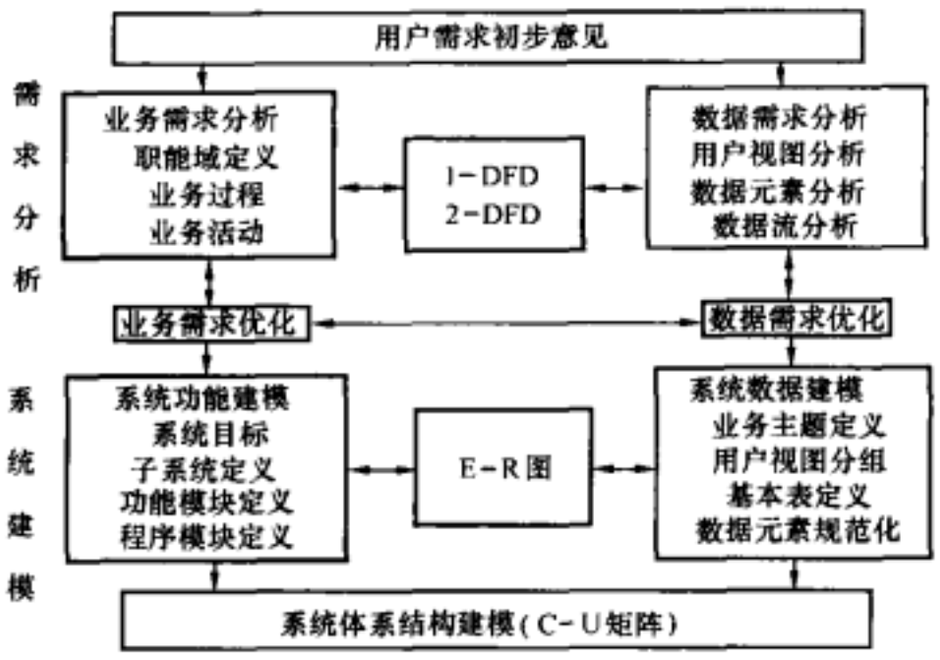


图 18.5-1　企业数据总体规划包含的内容

2.2　企业数据总体规划的步骤

在企业数据总体规划的具体实施过程中，可以根据企业的业务特点和信息化基本情况，选择不同的路线和模式来完成。图 18.5-2 是一种具体的实施模式。

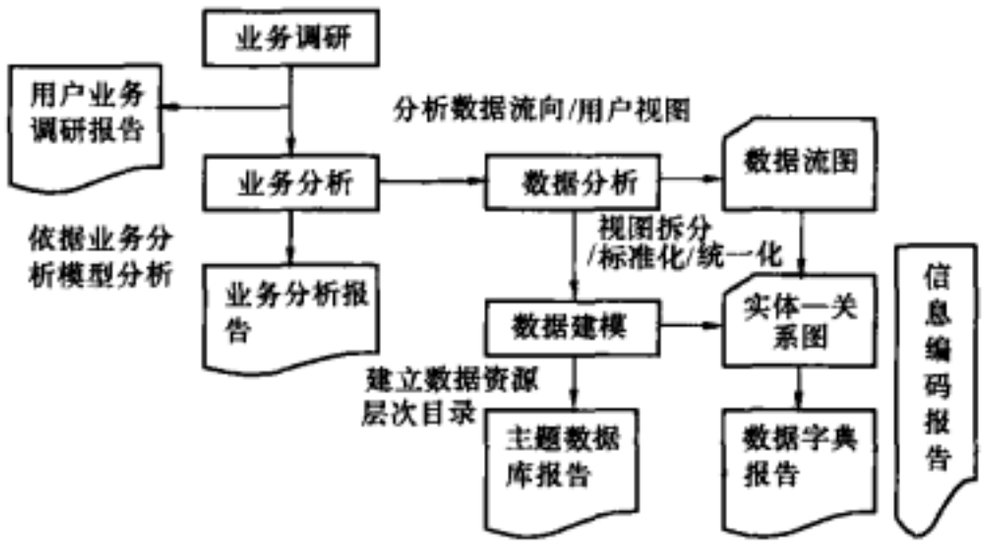


图 18.5-2　企业总体数据规划的具体实施模式

企业数据总体规划包括了以下几个步骤：

（1）调研、资料收集。对企业各业务部门的需求进行全面的了解，对所需资料进行全面的收集，是总体数据需求分析的重要基础阶段。

调研和资料收集的内容分为两个方面：

1）数据的调研和资料收集，包括对企业各部门各项业务的指标数据、业务关联数据、与上下级单位和其他部门间需要交互或共用的数据、辅助决策数据等关键共享数据，以及各业务部门现有业务系统的数据情况。调研中需要明确不同业务间数据的联系和流向，梳理业务间的数据流程，以确保数据的唯一、有效和共享。

2）业务的调研和资料收集，包括各部门现有的业务及近期要拓展的业务需求，以及各部门现有系统的功能需求。

调研阶段应遵循自顶向下、逐步分解的业务拆分和组合原则，把企业所有部门的业务需求、业务范围、所采用系统情况、数据采集和输出等整体情况基本梳理清晰，保证调研结果的完整性。本阶段的成果是各部门的业务需求流程图和《用户业务调研表》。

（2）业务分析。业务分析工作是对所收集的调研资料及信息进行归类、整理、分析的阶段，对所涉及的业务报表、文档进行归类；对业务职能、业务流程、输入和输出的数据和文档明确定义，使之规范化；明确数据、文档、流程的流向、频度和数据间的勾稽关系。

业务分析按照业务域—业务过程—业务活动的业务分析模型对业务进行梳理。通过将企业各项业务按照业务性质划分成若干个业务域，整理出各个业务域的业务流程和业务活动，并且定义出各个业务活动的输入、处理、输出，业务活动的频度以及业务的技术支持方式，从而形成对业务的一种标准描述。

业务分析工作可以有效地推动各部门规范工作流程，促进各部门业务流程的完整性、闭环化管理和规范性。其中《业务分析报告》是该阶段工作的成果。

（3）数据分析。该阶段是利用模型构建工具，对业务过程和业务活动进行工具化、图形化的描述，在数据流程上表达对应数据的来源去向。通常在本阶段需要借助工具软件保证整个流程的标准性和严密性。

数据分析通过绘制业务过程的数据流向，从而实现对数据的登记、整理和归类，并初步进行报表和用户视图的规范化，形成实体属性元素字典，为数据建模提供基础。

该阶段的主要成果是《数据流图（DFD 图）》，图形化清晰地描述部门与部门之间、上下级单位之间的业务、数据流动情况，能对业务和数据进行定量汇总，并在此基础上形成《用户视图登记表》和《数据来源去向报告》。

（4）数据建模。数据建模是根据数据分析成果，结合所收集的数据文档，进行数据元素级的拆分和归类整理。数据建模通过采用统一数据模型和编码标准，对各类数据分析整理、消除冗余，对共性部分合并和优化，明确数据责任，使数据结构更加合理。

数据建模按照信息工程理论和数据库理论，对数据按照实体—关系模型进行建模，形成一个个符合数据库范式的实体，并对实体的属性进行定义，包括属性的标识、属性数据类型、取值方式等。根据取值方式，对需要进行信息编码的属性数据进行信息编码，从而形成以实体表和实体表之间的关系为表现的数据逻辑模型。在此基础上，按照数据划分原则对数据进行归类，形成了若干个主题数据库，从而形成企业稳定的信息资源目录体系。

数据建模阶段直接为主题数据库提供基本信息，形成的成果包括《主题数据库报告》、《数据字典报告》、《信息编码报告》，在此基础上将形成统一信息编码和数据交换格式、统一主题数据库和明确的数据责任。

企业数据总体规划所形成的成果体系可以用图 18.5-3

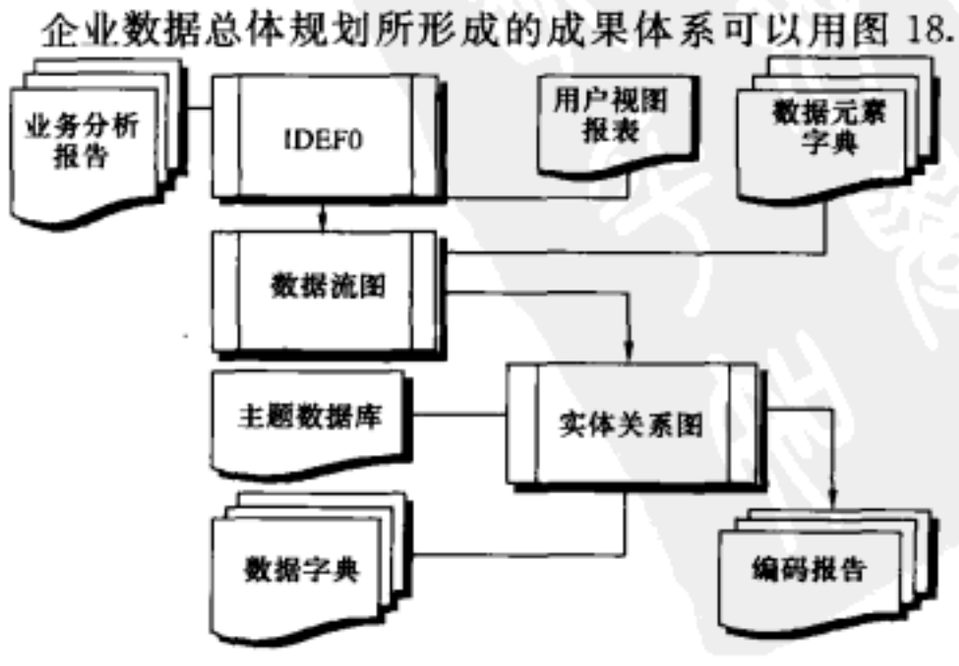


图 18.5-3　企业数据总体规划成果体系

来描述，其中的核心成果是企业主题数据库。主题数据库最主要的特征是面向业务主题，而不是面向应用程序，因而数据独立于程序。建立了主题数据库模型后，就可以在模型的基础上建立统一的信息平台，对现有信息系统进行整合提升，引入开发集成化的新信息系统，开发决策层信息系统，提供辅助决策服务。

3 信息资源的开发利用

3.1 信息资源的整合

能够维持企业正常运转的业务信息包括生产类、管理类、决策类和综合类信息。由历史的和当前的业务信息构成的集合称之为业务信息资源。企业拥有丰富完整、涵盖其发展历史和现状的业务信息流，成为企业运行与发展的信息资源。业务信息资源的深入开发和利用可分为两个方面，即信息资源的开发和信息资源的利用。

信息资源开发指企业对具体生产管理过程中的信息进行收集、梳理、加工、处理、存储等一系列信息化流程改造，实现对数据流的利用，是信息以一种资源形式对企业业务运行和管理事务活动的有力支撑和驱动，为企业经营过程或生产过程的监控和管理建立一种快捷、正确、准确和辅助统计分析的软硬件环境。如财务管理信息化改造、无人值守变电站的信息化改造等。业务信息资源的开发过程还包括人们生产、管理和决策过程中的知识性信息的开发，如生产过程中的关键技术和知识的运用总结，或科技研发过程中产生的许多独特的知识元素，这些知识元素经系统整理、规范和逻辑提炼，形成特色知识库，构成企业的竞争力。业务信息资源的开发过程也是信息资源数量增加的过程。通过大量信息资源，特别是科技、市场、战略信息资源的引进、消化和吸收，进一步增强企业的综合竞争力，这也是业务信息资源的开发过程。

信息资源利用则更多地指如何更有效地对现有信息资源进行整合和深度挖掘，使其为企业的生产、管理、决策等过程服务，降低企业的生产和经营成本，提高效益和市场竞争力，为企业提供安全、高效和可持续发展的空间和条件。

信息资源整合是将在异构系统中原本离散、多元分布的信息资源通过逻辑或物理的方式组织为一个整体，把无序的资源变为有序的资源，使之更加有利于企业的生产、管理和内部共享。由于企业信息化带来了信息资源的激增，资源的种类越来越丰富，数据库和自成体系、互不关联的信息系统越来越多，导致大量信息孤岛的出现。因此，信息资源的整合已成为当前资源开发利用的工作重点，需要寻求一套完整技术把企业的所有信息集中、规范、关联起来，使企业信息资源构成完整统一的整体，进一步促进企业的运行效率，并为资源深度挖掘创造条件。

企业在进行信息资源整合规划时一般要制定一些整合原则。比较有代表性的有：

（1）科学性原则：强调信息资源的整体性、规范性、层次性和最优化。整体性要求企业信息资源的整合需要规划，要比较全面地反映企业生产、管理、决策概貌，不得有关键业务信息的缺失。信息资源应有机关联、能够反映各类业务信息的内在关系，在逻辑上形成整体。规范性要求反映企业业务信息的关联性和信息系统的关联性。信息的组织、系统的开发及其数据接口应遵循一系列的技术规范和标准。层次性要求根据用户不同层次的信息需求，注意整合不同知识层次的信息，提供信息资源一体化的简单应用、复合应用和高级应用等界面结构。最优化指整合后的信息资源达到最佳使用效果，将原本并不是紧密关联的数据有机地联系反映出来，使用户较容易发现隐藏其中的信息和知识。

（2）动态性原则：要求信息资源的整合要适应企业不断发展变化的需求，包括数据的动态变化和用户需求的不断演变。满足动态性的整合系统应该是个开放的系统，应能够把各种类型的数据、不同格式的数据整合到系统中，能够随着数据和外部各种环境的变化而不断变化。

（3）适度性原则：适度整合就是有限度、有针对性的整合。首先是有限度整合。由于各类资源的属性往往千差万别，应正视其差异的客观性和合理性，强求各类资源整齐规范统一，用一个平台、一类信息处理技术或应用系统就能实现所有资源的整合往往不切实际。当信息资源的数据类型较多时，寻求资源整合总体统一，允许多项信息技术或应用系统适度共存，通过一系列数据接口达到不同数据类型间的有限沟通，这样的整合才可能形成有效的、实用化的整合。其次是整合的针对性，即有针对性地选择信息资源，采用恰当的整合技术和方法，确定合理的用户需求范围，使整合后的资源既符合总目标、又满足企业的信息服务需求。

（4）经济性原则：要求考虑投入所产生的效用，效用的计算应尽可能定量。企业信息资源整合最直接的效用是提高劳动生产率，其他间接的效用，如提高管理效率、决策效率和市场竞争力等都可用一定的换算关系归结到提高劳动生产率。有了经济性约束，资源整合就不会盲目求大、求全，就会要求整合后信息资源的关联信息产出和利用率尽可能提高。

信息资源整合过程中必然涉及几项基本技术问题，简述如下：

（1）数据结构：各类业务数据都有其自身属性，一般可分为结构化数据、非结构化数据和数据流（含流媒体）等三大类型。凡是可用关系型数据库进行存储并可用数据元计算、管理的数据类型统称为结构化数据，典型的如财务数据、调度数据、统计数据等；不能用关系型数据库进行完整存储和数据元计算的数据类型统称为非结构化数据。此类数据十分广泛，如公文、档案、报告、设计图、图书等，一般统称文献型数据。数据流和流媒体，如实时监控数据、视频音频等，可归结为文献型数据的特殊类型。文献型数据的一大特征是可抽取部分反映其属性的数据元到关系数据库中进行管理和应用，而数据本身具有多种格式且必须独立存在，关联数据库必须包含该数据的物理或逻辑地址。结构化数据的整合重点是建立和分析数据库间的关系，形成新的知识体系，而非结构化数据的整合重点是抽取数据元，建立关系型数据库，以此为基础，再按结构化数据进行深层整合。

（2）数据格式：关系型数据库的数据格式通常可以在一定条件下相互转换，资源整合相对容易。文献型数据类型的格式种类繁多，各种格式都有独特优点，但又都离不开特定的应用软件或浏览器。数据格式中较为基础的有 TXT、DOC、XML 等格式，通用性较强的有 PDF、JPG 等，专业性较强的有 WDG、PSD 等。一般地说，越是基础的格式特殊属性越少，越容易进行数据转换，因而越值得永久保存，但同时也因为数据安全和保密等原因，越不宜用作整合平台的主流格式，同时信息的收集也越困难。反之越是专业性格式特殊属性越多，数据转换或整合越困难，因而也不宜用作整合平台主流格式。比较合理的方式是整合平台尽可能采用通用性较强的格式作为主流格式，用于信息的流通，而同时应建立对原始格式的存储机制，作为企业信息资源完整性和

可恢复性的保障。

（3）数据检索：整合平台离不开数据检索系统，特别是全文检索系统。对结构化的数据，往往需要根据特定需求开发数据检索系统。尽管检索功能可能相差无几，但数据库不同常导致检索系统也不一样。资源整合能够做到的是尽可能使用主流数据库系统和寻求较一致的检索功能需求以及较通用的开发语言，同时不排除特殊功能需求所要求的定制开发。对非结构化数据，最常用的是全文检索系统。此类系统较难开发，但市场上商品化产品较成熟，一般通过采购系统，然后逐步吸收其应用开发技术，达到灵活应用的目的。采购商品化的检索系统最大的问题是检索系统核心层受其他企业控制，很难做到整合系统与检索系统核心层的无缝结合，遇到深层技术问题难以改进，尤其原开发企业一旦衰退，检索系统将面临被淘汰，整合平台就将因置换检索系统而面临大范围改造。

（4）数据安全：数据安全有两方面内容，其一是指数据使用上的安全，包括权限管理、信息防扩散、防病毒措施等。其二是指数据存储安全，主要指各种形式的数据备份和防盗。这里着重介绍一下信息防扩散技术。企业信息资源通常仅限于企业内部人员使用。以关系型数据库为主要数据源的信息防扩散关键在权限管理和数据库文件防盗，而文献型数据防扩散在技术上却比较复杂，主要原因是应当允许本企业人员随时携带文献型数据，但并不期望文献型数据被扩散到社会。过去许多企业的对策是文献型数据采用专用格式和专用浏览器，以求企业信息与局域网捆绑。这种做法有致命缺陷，从技术发展的角度看，任何专用格式都不可能持久，技术变迁将导致不入主流的数据格式最终被废弃。而专用浏览器通常给信息的桌面使用带来更多麻烦，不可能成为数据防扩散的发展方向。另外，信息与局域网捆绑，限制了企业外出人员的使用，在实际工作中约束了企业信息化应产生的效用。近几年，文献类信息防扩散技术有了长足发展，现在的主流思路是采用通用数据格式和通用浏览器，而在文献数字化载体上施加防扩散技术，确保企业信息使用人员在局域网上对文献数字化载体的桌面使用长期有效，脱离局域网后在一定时限内有效，过期自动失效。

3.2　信息资源的加工

原始的信息和数据必须经过加工，才能成为信息资源，而信息资源经过整理才能被广泛地应用，这一加工、整理、提供应用的过程称为信息资源服务。信息资源服务又分为提供信息资源素材和提供辅助决策信息的服务方式。提供信息资源素材为主的服务方式，其开发利用过程包括企业信息资源的整合、公共信息资源的收集、共建共享机制的建立、信息服务平台的开发等；提供辅助决策信息为核心的服务方式，其开发利用过程是资源的深加工过程，在服务过程中需更多地依靠专家的经验和智慧。

企业内提供信息资源素材服务的主体传统上局限在资料室、情报室、图书馆、档案馆等具有馆舍概念的空间范围内。信息网络技术的普及和企业信息资源在数字化基础上的整合使得信息资源服务不仅脱离了馆舍空间，而且信息服务的范畴也有了极大的扩展，涵盖了企业生产、管理、决策等过程中的所有桌面信息服务。而信息资源素材服务则更重视信息资源高度整合、检索查找方便灵活，并在一定程度上具有个性化和互动功能的信息服务平台的开发利用，同时也更重视公共信息资源的收集和共建共享。

文献类信息服务平台的典型范例是数字图书馆。数字图书馆可提供桌面检索服务。电力行业常用文献类信息资源是：

（1）电力动态：指利用公共新闻渠道经专业分类筛选而收集的一类时效性极强的国内外电力时事报道。电力动态最重要的使用价值有两点：

1）用户可随时浏览高度浓缩的当前国内外最新电力相关消息，而不必通过公网漫无目标地搜索。

2）电力动态汇集了历年国内外所有电力相关新闻报道，采用主题词检索方式，可为各类专题研究报告的撰写提供历史的、连续性的相关素材。

（2）电力报刊：电力行业共有专业性报刊 20 余种。多年已经形成数据库和数据光盘，可提供网上或单机服务。电力报刊信息是电力行业特别有针对性的电力动态信息。

（3）电力期刊：电力行业核心期刊、内部期刊、其他行业电力相关期刊、国际电力核心期刊等总量约 500 种。

（4）会议文集：包含定期和不定期召开的电力相关学术会议或论文专集。

（5）技术标准：包含国家标准、行业标准、地方标准、企业标准。电力行业有自己的行业标准和国家标准，但同时对各行业国标、行标和国际标准的需求也十分广泛。

（6）法律法规：一般包含国家法律；中央政府及人大法规条例；地方政府及地方人大法规条例；司法检察系统案例、司法解释；各行业性规章规程规范；国际法、国际条约及主要国家法规。电力行业除需要收集上述法规信息外，还须重点收集电力相关部委、行业协会和主要电力国企的有关条例、规定、通知等。另外世界各国能源电力相关法令也是重点收集对象。

（7）科技报告：主要是各类专题报告、查新报告、考察报告等，科技报告的特点是收集难度较大，科技含量较高，对促进企业科技进步有很强的消化吸收作用。

（8）科技成果：在电力行业，科技成果包括电力系统历年已获省部级及以上奖项的科研成果、电力系统各单位自主科研成果。科技成果信息是科研立项、成果鉴定、评审、科技查新等活动必不可少的信息资源，为科研项目的创新性开发提供了极其重要的基础信息支持。

（9）其他信息资源：电力行业常用综合信息资源还包括学位论文、图书手册、专利信息、多媒体信息、设备产品信息、电力统计等。此类信息因有其特殊属性，在进行资源整合及信息维护时需要特别对待。

信息资源的深加工主要依靠专家的经验来完成。较有代表性的业务如科技查新、情报调研等。专家依据信息资源查询系统和自己的检索方案，查找出课题相关信息，然后分析研究这些信息，结合自己的归纳推理、经验和判断，提出新的观点或结论。一般情况下信息资源深加工的成果主要以各种研究报告形式提交领导层决策参考。

3.3　数据挖掘与决策支持

随着信息化时代的来临和科学技术的进步，数据的获取变得越来越快捷和方便，与此同时，存储数据的成本大幅度下降，这就使得人们在日常生活和工作中接触到的数据越来越多，信息量以指数方式增长，发生所谓的“信息爆炸”现象。然而，人们的各项活动都是基于知识做出的，数据只是从外部世界获得的原始材料，如果不对这些数据进行加工和分析，那么数据本身是没有任何意义的。实际上，从现实世界中获取数据，通过对数据的整理分析得到信息，从信息中发现知识，再以知识为基础，指导决策和行动，是一个螺旋

式的循环上升过程，如图 18.5-4 所示。

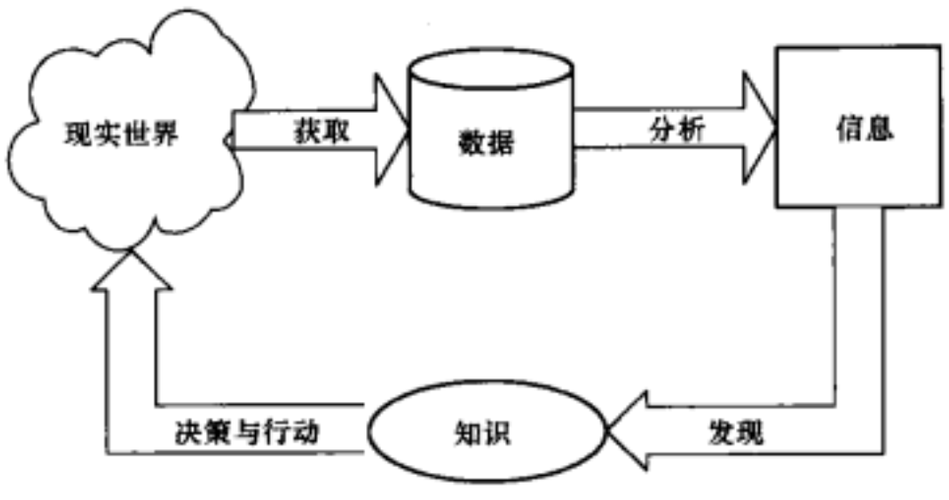


图 18.5-4 知识获取过程

在知识获取过程中，面对大量的数据，结合统计学、数据库、机器学习等方面所取得的研究进展，人们提出了数据挖掘这一概念，以便从数据中提取信息或者知识为决策服务。简而言之，数据挖掘就是从大量相关数据中寻找有意义、有价值信息的过程。

数据挖掘是综合了多个学科的研究成果发展而来的，利用数据挖掘技术可以帮助人们从获得的数据中提取决策所需的信息和知识。数据挖掘具有以下功能：

（1）描述（Description）。描述是指对一个包含大量数据的数据集合总体情况进行概述性的总结，并获得简明准确的概念。例如通过对用户数据的查询得到在某一年龄段的用户所占的比例，即是对用户年龄结构的一种描述。

（2）关联分析（Association Analysis）。关联分析是指从大量数据中挖掘出有价值的描述数据项之间相互联系的有关知识，发现某种事物变化时，哪些事物会随之发生变化，这种变化的可信度有多大。

（3）分类（Classification）。分类是指按照分析对象的属性、特征，建立不同的组类来描述事物，这些组类的个数和含义通常是预先定义好的。

（4）预测（Prediction）。预测是指根据对象发展的规律，对未来的趋势作出预见。通常在预测之前，先要对已有数据进行分类，用分类规则或数学公式来表示分类的结果，然后用这些分类规则或数学公式来预测未知数据的归属类别或其数值属性的变化情况。

（5）聚类分析（Clustering Analysis）。聚类分析是指将一个数据集划分为若干组类，使得同一个组类中的数据具有较高的相似度，而不同组类中的数据对象是不相似的。聚类分析与分类的不同之处在于，分类是基于已知的类别归属，而聚类不依赖于预先定义好的组类，所处理的数据均是无类别归属。

（6）偏差分析（Outlier Analysis）。偏差分析是指对数据中不符合大多数数据对象构成规律的数据对象进行检测的过程，并找出其内在原因的过程。有时这些偏差分析的结果往往蕴含着比普通数据更具有价值的内在信息。

传统的基于数据库的数据分析手段（如查询和报表工具）是将数据中已有的信息展现给用户。随着数据量的增长，为了便于获得决策需要的信息，必须将数据以统一的形式集成存储在一起，这样就形成了数据仓库。数据仓库存储的是针对主题的、集成的时变数据，这些数据一旦存入一般就不再发生变化。

基于数据仓库，人们不仅可以知道数据中有什么（What Happened），还可以通过 OLAP 对数据进行更加深入的分析。OLAP 可以进一步告诉用户下一步会发生什么（What Next），以及如果采取某种决策行为后又会怎么样（What If），用户可以建立一个假设，然后用 OLAP 分析来验证这个假设是否正确。

OLAP 分析是建立在用户对数据中某种知识有预感和假设的前提下，由用户指导信息分析和知识发现的过程。用户首先建立一系列的假设，然后通过 OLAP 来证实或推翻这些假设，最终得到分析结果，实质上是一个演绎推理的过程。

如果用户需要验证的变量很多，那么通过 OLAP 手动分析验证将变得十分困难，甚至在某些情况下是不可行的。在大量数据中可能包含着不为用户所知的有用信息或知识，为了找出这些有用信息或知识，就需要借助一定的分析手段，帮助用户进行知识发现。这种分析手段就是数据挖掘。数据挖掘不再基于用户假设，它本身可以生成多种假设，然后利用数据仓库中的数据进行验证，返回对用户最有价值的验证结果。数据挖掘与 OLAP 的不同在于，数据挖掘不是用于验证某个假设的正确性，而是在数据库中自己寻找模型，实质上是一个归纳的过程。

数据挖掘与 OLAP 具有一定的互补性，将数据仓库、OLAP、数据挖掘融合在一起，就构成了企业决策分析环境。决策分析的全过程如图 18.5-5 所示。



图 18.5-5 决策支持过程

第 6 章　电力企业的信息化应用

1　电力企业信息技术应用的层次结构

信息技术在电力企业的应用一般分为五个层次，如图 18.6-1 所示。

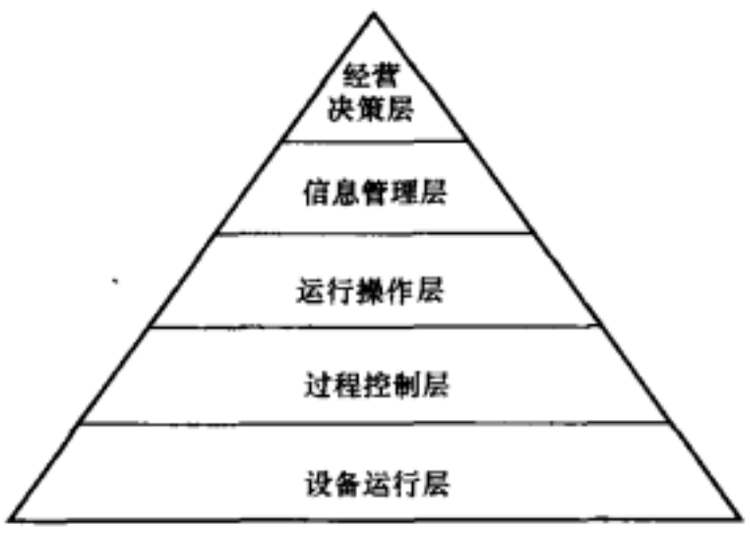


图 18.6-1　电力企业信息技术应用的层次结构

（1）设备运行层。包含设备或装置运行参数和状态，是实时数据的主要信息源。

（2）过程控制层。生产过程控制是保证电力企业安全生产的关键，也是实时数据的主要采集和处理层。

（3）运行操作层。包含电力企业的各种业务处理和运行操作，是非实时数据的主要信息源。

（4）信息管理层。是通过对各种基础数据进行综合加工，生成各方面管理需要的信息。

（5）经营决策层。通过对各种管理信息的挖掘和分析生成经营决策的支持信息。

电力企业的信息化应用涉及电力企业的生产、运营、业务管理多个方面，其信息化应用系统包括人力资源、财务资产、计划与发展、客户关系、客户服务、需求侧管理、电力营销、实时数据采集、调度生产管理、电力市场、安监管理、招投标管理、审计管理、经济法律、同业对标、纪检监察、党政工团、办公自动化、工程项目、物资管理、环境保护、远程教育培训、企业视频会议、应急指挥等多个模块。这些模块共享企业统一的数据中心和统一的信息网络平台，支撑企业的正常运营和发展。

2　办公自动化

电力企业从 20 世纪 80 年代就开始使用办公自动化系统，大致经历三个发展阶段：

（1）第一阶段，办公自动化系统功能比较简单，主要是完成文件录入、文件查找和文件打印等功能。

（2）第二阶段，主要是 90 年代，在原有办公自动化系统上增加了对办公人员的协调功能，实现了公文的流程化处理。

（3）第三阶段，从 21 世纪开始，办公自动化系统逐渐向协同办公系统过渡，不但完成流程化处理，还将实现包括知识管理、团队协作等功能。

现代的办公自动化是指以先进的信息技术、通信技术等手段实现公文业务、个人事务管理、人与人之间协同工作的应用系统。

电力企业的办公自动化系统基本都是 B/S 应用结构，即分为展现层、业务处理层和数据层。在功能结构上，电力办公自动化主要包括日常办公系统、档案管理系统、知识管理系统、团队协作系统等部分。

随着电力企业信息化的发展，办公自动化系统也不再是孤立的，已经成为企业信息化整体架构中的一部分。

办公自动化系统的主要功能包括：

（1）日常办公。日常办公主要包括公文管理、事务管理、电子公文远程传输系统、会议管理、值班管理、日程管理、信访业务、接待管理等功能。

（2）档案管理。档案管理主要包括数据收集、数据管理、信息服务以及权限管理等功能。

（3）知识管理。知识管理主要包括知识中心、知识地图、知识社区、系统管理等功能。

（4）团队协作。团队协作主要包括团队工作管理、任务分配、团队交流、社会责任、新闻发布等功能。

3　人力资源

人力资源管理是以企业发展战略为依据，按照企业生产、经营和管理的特点选择合适的组织形式，设置企业的组织、机构和岗位职责；按照企业生产、经营和管理的需要制定各级人员的工作流程和应用权限；以人员的各种信息为基础，通过培训、考核、激励实现企业人力资源的开发。

人力资源管理引入先进的人力资源管理思想与理念，规范管理电力企业各级和各类人员，实现电力企业人力资源各种信息的采集、处理、加工和利用，以及下属单位的信息汇总和横向比较。为企业整个管理信息系统提供能够确保其唯一性的人力资源基础数据，实现企业组织机构、岗位职责、管理流程、应用权限与人员信息的实时连接，并保证其动态的一致性。

20 世纪 70 年代以来，人事管理开始向人力资源管理阶段发展，其职责范围大为扩展，受重视程度、对企业的贡献和作用以及在企业中的地位等也都有了很大提高。伴随着人力资源管理的进步，人力资源管理系统应运而生，并且发展迅速，作用越来越明显。人力资源管理系统通过深入分析电力企业人力资源管理现状与业务需求，研究现代人力资源管理方法与思想，在消化吸收先进的人力资源管理理念的基础上，实现管理技术与信息技术、西方管理思想与东方文化之间的融合；在广泛参考国内外成型的人力资源管理软件的基础上，结合我国电力企业人力资源管理的业务特点和实际需要，提出我国电力企业人力资源管理的内容与业务流程，涵盖劳动组织管理、岗位管理、人事信息管理、招聘与配置管理、教育培训管理、员工发展、绩效管理、薪酬管理、干部管理、专家人才管理、人力资源决策支持等大部分业务功能，充分体现了我国电力企业人力资源管理的特色。

集团的人力资源系统一般可划分为以下三个层次：

（1）基础业务层。包括组织机构管理、职位管理、人事管理、编码管理等，是建设人力资源业务应用的基础模块。

（2）核心业务层。包括干部管理、专家管理、用工管

理、教育培训管理、绩效考核、业绩考核、薪酬管理、自助服务等功能模块。

(3) 决策支持层。包括人力资源规划和决策分析等。

4 财务与投、融资

在电力企业中，财务管理部门除负责企业运营费用的管理与成本核算外，还要负责企业的投、融资和资产管理等方面的工作。由于电力企业是投、融资和资产密集型企业，投、融资和资产管理对整个企业的影响更为明显，财务管理的结果是集团战略决策的重要依据。因此，在电力企业建立覆盖集团各级企业、统一的财务管理平台十分必要，使财务信息能够在分级授权的情况下，实现企业内部财务信息的纵向贯通、横向对比和数据集中，并满足各方对企业财务管控的需要。

电力企业的财务管理系统以企业的资本运作为核心，以计算机网络和信息技术为手段，规范、理顺企业内部、企业与投资企业、企业与子企业等各个环节的财务管理体系和信息平台。在建立统一的会计制度和会计政策基础上，按照企业总部和各内部企业的财务核算需要，统一财务核算体系；在统一财务管理信息平台的基础上，实现内部数据向上共享，上级对下级机构的财务信息能够即时查询、审计；自动对下属企业的上报数据进行汇总、合并和分析，使领导及时掌握经营状况，提高市场应变能力。

财务与投、融资管理的主要功能包括：

(1) 预算管理。包括预算编制、预算审批、预算执行控制、预算分析等功能。反映企业在一定期间内制订的战略规划和目标，然后分解落实到企业内部各层级，预测并达成未来期间的经营状况和经营成果的计划、控制、考核和分析。

(2) 会计核算。会计核算模块是财务管理中基本的业务处理功能模块，一个企业的会计核算体系应是其组织机构的反映，财务会计核算是基于这些框架来核算和考核各业务单位的经营活动。会计核算包括总账、应收账款管理、应付账款管理、固定资产、报表处理功能。

(3) 资金管理与控制。包括现金头寸管理、银行账户管理、内部账户管理、内部存款、内部借款、资金调度、资金预算管理、网上交易服务、内部网银等功能。

(4) 投、融资管理。包括需求产生和分析、投资计划及预算、执行管理和分析、贷款信息管理、资金状况预测、项目融资分析、模拟融资分析、实时查询、合同管理等功能。

(5) 财务风险控制。筹资风险控制、投资风险控制、现金风险控制、存货风险控制、收益分配风险控制等功能。

(6) 财务分析与评价。包括管理会计（成本中心、内部定单、利润中心等功能）、成本中心会计、内部定单管理、利润中心会计等功能。财务分析主要包含系统定义、指标定义、分析查询、预警查询。财务分析系统紧密结合专业化的财务分析指标，包括比率分析、趋势分析、结构百分比分析和杜邦分析，并能跨时期、跨行业地进行分析统计。

(7) 决策支持。通过数据中心、OLAP 和数据挖掘技术相结合的辅助决策支持模块对企业的业务数据和财务数据进行收集、分析，并利用其对财务状况、业务运营状况及战略影响加以改进，同时改善商务决策水平，采取有效的商务行动，持续完善各种商务活动，提升企业各方面的商务绩效管理，增强企业综合竞争力。

5 电力营销

电力营销是以满足客户的电力需求为目的的经营活动，电力企业通过电力营销活动向客户提供可靠合格的电能和优质的服务，在客户满意的前提下，实现企业的经营目标。由于电力商品和电力市场的特殊性，电力营销成为一种服务性、整体性和技术性都很强的业务，其内容涵盖了营销环境与市场分析、营销策略、营销方式、营销组合、营销基础业务管理和电力需求侧管理等。电力营销管理是指依靠计算机和信息网络的信息管理系统，对电力营销全过程进行计算机网络化控制与管理，实现营销业务方便、快捷、优质、满意的服务。

电力营销业务主要包括营销管理、电能信息实时采集与监控、客户缴费、营销分析与辅助决策、市场管理、电力需求侧管理、客户关系管理、95598 客户服务等内容。

电力营销管理的主要功能包括：

(1) 营销管理模块。是基层电力企业完成日常营销业务处理的核心模块。

(2) 电能信息实时采集与监控模块。是实现购电侧、供电侧、销售侧信息实时采集、统计、分析和实时监控的管理平台。

(3) 客户缴费模块。是面向客户收取电费的专用模块。对外与银行网点、供电营业网点、电话及网上缴费等互联，对内与营销管理模块紧密结合，保证电费及缴费信息的准确性与实时性，方便客户缴费，减少欠费余额，确保电费资金安全。

(4) 营销辅助分析决策模块。实现对营销基础数据纵横向挖掘、分析、提炼，并充分共享其他相关系统的信息，使管理层能够及时全面地了解各基层单位营销与服务各项业务的发展情况及指标完成情况，为企业经营管理提供强大的分析、决策依据。

(5) 市场管理模块。是购售电管理的业务模块。以营销管理、电能信息实时采集与监控、电力需求侧管理，以及调度、电力市场交易等相关系统为依托，实现市场分析、负荷预测与平衡，协助制订购电方案、分析购售电成本等管理功能。

(6) 电力需求侧管理模块。是实施需求侧资源管理与优化的业务模块。以营销管理及电能信息实时采集与监控、调度相关系统为依托，实现负荷管理和预测，协助制订有序用电方案，能效分析与管理、社会节能项目与咨询等管理功能。

(7) 客户关系管理模块。是对客户价值和风险进行管理的模块。为营销管理层提供客户各方面需求的收集、归类及分析，实现客户价值挖掘、电费风险防范、大客户个性化增值服务的目标。

(8) “95598”客户服务模块。是电网企业对外服务的重要窗口。以营销管理、电能信息实时采集与监控模块，以及配网自动化、办公自动化等相关系统为依托，通过“95598”电话接入，并辅助传真、移动短信、因特网站等手段，实现营业厅服务功能。

6 发电生产过程控制

信息技术的发展使发电生产的过程控制和管理产生了巨大变化。信息技术在发电生产中的应用主要集中在设备运行和生产过程控制等方面。

信息技术在发电生产过程控制方面的应用主要分为四类：

(1) 数字化仪控系统。工业控制从早期的就地控制、集中控制，发展到集散控制系统（DCS），控制逻辑和机组协

调集中处理，与现场设备通过 4～20mA 模拟信号相互连接。数字化仪控系统是在集散控制系统和现场总线基础上发展起来的。其中，DCS 的主站、控制站、操作站、工程师站，以及通信环网在原有专用系统的基础上融入了更多通用的 IT 系统和协议；而与现场设备的连接则采用了一个全数字化、双向、多节点的通信链接方式。

数字化仪控系统充分利用成熟的计算机和网络通信技术，以多处理器、数字处理和通信为特点，除了具有常规的测量和控制功能外，还具有极强的数据处理和通信能力，将现场的信息通过计算机网络连到电厂的任何地方，从而使电厂操作和调度人员能对全厂各部分的设备进行集中监视、控制与管理，实现全厂信息共享，极大地提高了电厂运行的安全性、可靠性及工作效率。

（2）信号与数据通信网络。为了电厂操作和生产指挥人员能对全厂各部分的设备进行集中监视、控制与管理，需要建立覆盖全厂各控制系统间的信号与数据通信网络。与现场设备进行信号与数据通信的网络被称为现场总线。根据国际电工委员会（IEC）和现场总线基金会（FF）的定义，现场总线技术具有以下五个主要特点：

1）数字信号完全取代 4～20mA 模拟信号。

2）使基本过程控制、报警和计算功能等完全分布在现场完成。

3）使设备增加非控制信息，如自诊断、组态和补偿等信息。

4）实现控制和现场管理的统一。

5）实现系统开放性、互操作性。

现场总线与传统 DCS 相比较，在系统结构方面可以大大简化，减少大量 4～20mA 控制电缆。现场总线在智能现场设备、自动化系统之间提供了一个全数字化、双向、多节点的通信链接。现场总线不仅是一种通信技术，它还融入了智能化仪表、计算机网络和开放系统互连（OSI）等技术。这些特点使得现场总线控制系统（FCS）相对于传统 DCS 系统具有较大的优越性：①系统结构大大简化，减少控制电缆和专用设备，成本显著降低；②现场设备自治性加强，系统性能全面提高；③提高了信号传输的可靠性和精度；④实现全分散、全数字化的控制网络。

（3）实时数据库技术的应用。实时数据库（RTDB）是建立过程管理和优化的基础。电厂的生产过程依赖于成千上万台设备的运行，而这些设备运行的实时数据和信息有利于了解设备运行状态，优化设备或系统的运行方式，诊断设备劣化趋势，开展设备预防性维护，是设备精细化管理和优化运行的基础。

实时数据库的主要功能包括：

1）采集全厂各控制系统的实时数据和信息。

2）按照 I/O 点及时间标签对实时数据进行存储和管理。

3）为全厂各控制系统提供统一的组态、状态和趋势平台，以满足展现各种实时信息的需要。

4）能够及时、快速地为全厂各种应用系统查询、调用各点的实时和历史数据，并提供标准查询语言用于编程。

5）可以按照设定的关系对数据进行挖掘，提供各种形式的数据立方体。

通过实时数据库技术应用的深入，电厂的企业管理（包括计划、经营、采购、人力资源、财务等）、生产管理（包括运行、维护、物资等）、过程管理（过程监视、故障诊断、性能分析、优化指导等）与控制系统通过安全隔离装置形成了过程自动控制、过程管理、生产管理到企业管理等系统的数据集成，为实现管控一体化奠定了基础。

（4）过程管理与控制优化。电厂机组运行的经济性受许多因素影响，主要有设计、负荷、煤质、环境条件、设备状态和运行人员的操作水平等。对于已投产机组，其设计水平和设备状态需要通过设备的改造和维修来改善；通过运行方式的调整可以降低由于运行和调整不当引起的可控损失；如何协调诸多的影响因素，使机组保持在良好和较经济的运行水平，就需要对过程进行有效的管理，对控制和参数的调整进行优化，主要包括机组负荷优化分配、机组性能在线计算、机组在线性能试验、机组运行优化操作指导、自动寻优辅助分析、机组实时远程监视等内容。

7　电网生产管理

对电网生产过程进行准确、及时、高效的管理是保证电网企业安全生产的重要手段，电网生产从专业上可分为输电（包含架空线路和电缆）、变电和配电，以生产设备为对象，通过生产计划、生产运行和生产评价实现电网生产过程的管理。

电网生产管理系统（PMS）是电网企业通过计算机网络和信息技术手段实现生产管理的信息管理系统。建立纵向贯通、横向集成、覆盖电网生产全过程的信息管理系统，对促进电网生产集约化、精细化、标准化管理，提高电网管理水平具有十分重要的意义。

电网生产管理的主要功能包括：

（1）电网资源管理。电网资源管理是整个电网生产管理的核心，提供电网变电、输电、配电一次设备以及继电保护等二次设备的管理功能，并维护电网设备台账、图形、拓扑结构等基础性数据，保证电网基础信息的准确、完整和一致性。

（2）生产计划管理。生产计划管理主要完成电网生产管理工作方式和组织的策划。以电网生产运行所需或引发的各种原子任务为源头，进行生产计划的制定和平衡，完成任务收集、计划制订和任务单派发，提高电网生产的计划性、减少停电和提高企业效益。

（3）生产运行管理。生产运行管理主要完成电网生产运行工作的具体执行。以生产计划引发的工作任务单为源头，主要功能包括巡视、工作票、停电申请、操作票、作业指导书、修试记录、修试报告、各种运行值班记录等。以提高工作任务完成合格率为主要目标，管理电网生产的执行过程、工作内容及工作结果。

（4）电网生产评价管理。电网生产评价管理从多个角度对电网生产运行情况实施评价，评价结果可作为电网生产业务决策的依据。电网生产评价管理根据评价数据与信息修正评价模型，提高生产计划及指标制订的科学性，提高生产管理决策水平。

（5）标准库管理。标准库管理为其他功能提供标准依据，包括设备标准、作业标准、图元标准、评价标准等，其核心功能是各类管理标准的建立、维护和应用，以不断提升电网生产管理的标准化程度为主要目标。

（6）专业综合管理。专业综合管理主要包括技改大修项目管理、综合报表、可靠性、状态检修、线损、无功电压、运行环境、大坝安全、防灾减灾等功能。

8　电网调度

电网调度生产管理系统（OMS）是服务于电网调度运行的重要管理系统，OMS 为提高电网调度生产管理水平和

管理质量、减轻调度管理强度起到了积极的作用。OMS 是在统一的系统支撑平台上构建各种调度生产管理应用。统一系统支撑平台采用面向对象建模技术，具有统一的建模系统、统一的运行框架、统一的数据交换框架。OMS 通过平台支持第三方插件的应用和组件的调用，支持二次开发。

OMS 应用功能分为公共、调度运行、系统（运行方式）、调度计划、继电保护、水库调度、自动化、通信、技术、综合等业务模块。各业务模块之间通过数据层和业务层的内在联系，自然构成一个完整的 OMS。

（1）公共业务模块。主要包括组织机构管理、电网调度设备管理、电网调度运行分析管理、电网调度二次设备分析管理、电网调度安全分析管理、文档资料管理、技改和检修后启动调试流程等功能。

（2）调度运行业务模块。主要包括调度日志、调度操作票、调度排班、调度生产报表、调度安全管理、拉限电管理等功能。

（3）系统（运行方式）业务模块。主要包括运行方式管理、新设备启动、电压无功管理、网损管理、稳定管理、调度管辖范围、短路容量、低频减载、运方报表等功能。

（4）调度计划业务模块。主要包括一次设备检修、发用电计划、计划报表等功能。

（5）继电保护业务模块。主要包括保护定值单、保护动作、保护缺陷、保护故障、保护投退、保护反措、保护校验、保护报表等功能。

（6）水库调度业务模块。主要包括水情数据管理、气象信息管理、水调值班管理等功能。

（7）自动化业务模块。主要包括自动化日志、自动化设备检修、自动化缺陷、自动化基建系统维护、自动化报表等功能。

（8）通信业务模块。主要包括通信日志、电路/话路停复役、电路/话路申请单、电路/话路接入/退出通知、通信缺陷、电话安装申请、通信安全管理、通信报表等功能。

（9）技术业务模块。主要包括项目管理、同业对标等功能。

（10）综合业务模块。主要包括工作计划、工程会议管理、教育培训、备品备件等功能。

9 应急指挥

应急指挥信息系统部署于应急指挥中心，是应急指挥中心指挥人员以及应急日常业务管理的工作平台。通过应急指挥信息系统提供的功能，提高应急指挥的效率，减少电力企业突发事件带来的损失。应急指挥信息系统是以计算机网络技术、GIS 技术、视频会议技术、数据交换技术等信息技术为基础，建设的软硬件相结合的突发事件应急保障技术系统。

应急指挥信息系统需要采集企业内的调度、安全生产管理、物资管理等企业内部的信息，需要采集国务院及政府其他部门应急平台提供的信息，可完成纵向与下级应急平台、横向与政府其他应急平台进行数据交换。

应急指挥信息系统的主要功能包括：

（1）应急生产信息展现。应急生产信息包括实时运行信息、系统接线图、生产运行曲线、主要设备运行状态等相关信息的集成和展现。

（2）应急管理信息展现。应急管理信息包括实现应急组织机构、应急预案、应急装备、应急物资、应急队伍等信息的集成和展现。

（3）外部应急信息展现。外部应急信息包括气象信息、交通信息以及台风、雪灾、冰灾、水灾、火灾、地震、泥石流、滑坡等自然灾害信息的集成和展现。

（4）视频信息展现。视频信息包括实现事故抢修现场、重要指挥现场以及卫星、直升机拍摄的视频图像等信息的集成和展现。

（5）应急演练。应急演练具备应急培训、模拟演练、演练评估等功能。以预案为基础，编制演练计划，包括确定演练单位和角色，设置演练环节，以及设置三维场景等；按照演练计划实施演练，记录演练各环节的情况。

（6）灾害预测预警。根据获取的外部气象信息、灾害信息分析外部突发事件对企业的危害性，及可能引发的次生、衍生事件，根据分析结果产生故障通报和预警信息，以提早做好预防准备工作。

（7）应急资源管理。对企业的通信设备、应急物资、应急装备、应急队伍、应急专家、应急运输、后勤保障等资源进行统筹管理。

10 安全监督

安全监督与管理是电力企业贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”安全生产方针实行的企业内部监督机制，贯穿于电力规划设计、设备安装、调试、运行维护直至报废全过程，对从事生产活动的人员和设备实施监督检查，督促遵守安全生产规章制度、落实安全技术措施和反事故措施，与安全生产保证体系协调运作，促进安全生产水平提高，保证电力生产安全可靠。

安全监督与管理系统是电网企业通过计算机网络和信息技术手段，为实现安全监督与管理工作的“在线监督、快速反应、闭环管理”提供技术支持而开发的信息系统。

安全监督与管理的主要功能包括：

（1）综合业务管理。主要实现安全监督与管理的“文件通知”、“事故快报”、“安全通报”等综合业务的网络化和信息化管理，做到信息方便快捷，在线跟踪监督反馈情况。

（2）安全统计分析。具有较强大的事故报告管理和事故数据科学分析功能，实现电力生产事故报告的网络化管理，做到分层分级审批事故报告，综合统计分析事故数据，图形灵活展现统计分析结果。

（3）安全监督管控。实现从上而下掌握电力企业各级单位在生产、工程、供用电、发电、农电等方面开展安全监督与管理工作的情况，建立分层分级安全检查、专项检查、安全隐患或问题的整改动态数据库，在线监控隐患整改、安措执行等情况，统一规范电力企业系统安全台账表单和业务流程。

（4）安全应急管理。通过该系统建立企业系统网络化的应急预案体系、制度体系、组织体系、保障体系，实现应急预案网上逐级备案，分级建立应急队伍、应急物资、应急器材库，发布应急演练、实施和评估的各类信息，为应急处置提供信息支持。

（5）安全风险管理。发布安全风险管理的基础知识，公布企业各单位开展风险管理的风险评估手册和标准，实现风险评估工作流程化管理，分级建立风险数据库，在线监督风险防范措施落实情况。

（6）安全教育培训。实现安全教育培训网络化管理，具有开展网路化分专业工种自动出题、在线考试、自动评分、自动统计、网络培训等功能。

11　环境保护

环境保护管理是对电力企业工程项目建设和安全生产时涉及环境保护法律、法规、规章制度执行情况的管理。

环境保护管理的主要功能包括：

（1）环境影响评价。为发电厂、输变电建设项目环境影响评价提供信息资料的支持，提供环境影响评价报告、环境保护审批等相关流程。

（2）安全生产运行环境管理。利用安全生产各种环境监测系统，完成实时数据采集，对敏感点和统计数据进行分析，为完成各项环保指标提供信息分析报告。

（3）环境保护档案管理。对环保设施建设、环保测试与检查、环保项目验收、运行记录、事故报告、技改与实施效果等环保档案进行管理。

（4）环境保护综合管理。主要处理环评报告、环保验收计划、环保年报的审批。通过信息技术手段完成环评相关报告的报送、评审、批复等管理工作。

12　电力物资

电力生产和工程中的物资管理是指为了满足电力生产和工程的需要，以最低的成本，通过运输、保管、配送等方式，实现原材料、半成品、成品及相关信息由商品产地到商品消费地所进行的计划、实施和管理全过程，包括商品的采购、监造、运输、仓储、包装、搬运装卸、流通加工等环节。在统一、规范电力企业物资管理的基础上，形成企业的“内部供应链”，提高物资的供给效率，优化企业的资源配置。标准的信息编码体系是资产统一管理的基础。

物资管理的主要功能包括：

（1）物资计划管理。物资计划管理主要包括对生产物资需求、项目物资采购计划、物资缺口计算、直接物资计划、物资计划统一管理等功能。

（2）采购管理。采购管理主要实现对采购全过程的统一管理，所有的物资采购都必须形成采购订单，市场采购、招标采购、上报采购的采购结果都要形成采购订单，对采购过程的分析及统一管理。

（3）物资招投标管理。构建统一标准的物资招投标管理模块，实现招投标信息、专家信息和供应商信息的共享。实现物资招投标全过程信息的统一管理，通过信息化、网络化，为实现招投标的集约化管理提供有效手段。

（4）物资合同管理。物资管理应用中的合同管理是对所有物资的采购、销售合同进行管理。主要负责管理合同基本信息、合同订货及收付款信息、合同文件及附件内容，以及合同的变更情况，实现对合同台账的统一管理。

（5）物资调拨与销售管理。实现物资调剂、销售、配送、调拨，以达到物资共享、减少库存资金占用、减少物资积压的目的。

（6）物资仓储与配送管理。以基于仓库管理的实物为基础，以物料主数据为索引，对企业所有物资进行数量管理、价值管理，做到物料明细账与实物实时一致（账实相符），物料明细账与财务账实时一致（账账一致）。配送管理是实现物资科学、合理运转的管理。

（7）结算管理。物资结算与财务结算是密不可分的，物资应收应付账的科目应与财务科目保持一致。采购、销售、调拨、外部的结算、内部各单位间的结算都应在结算管理中进行统一管理。

（8）供应商管理。供应商管理是物资供应链中的重要环节。为了配合招投标管理、采购管理、合同管理、结算管理及项目管理的各项工作，建立资料详实、功能齐全的供应商信息库。供应商信息库包括企业基本情况、产品信息、近期产能信息、投标中标记录、合同履约情况、重大质量问题等。

（9）辅助决策分析。辅助决策分析主要包括物资收发存汇总分析、物资需求预测分析、物资采购成本分析、物资储运成本分析、物资周转率、呆滞率分析、供应商供货情况分析及其他物资管理情况分析等功能。

13　发电燃料

燃料是常规燃煤电厂最大的一项发电成本，无论是发电企业还是电厂，利用计算机网络和信息技术手段，实现对燃料采购、运输、存储和供应过程中各种信息的采集、处理、加工和利用，能够及时、准确地反映企业和电厂燃料的实际情况，强化管理和调配，优化企业发电燃料的整个供应链。

建立企业统一的燃料管理系统，为实现企业发电燃料的集中采购、分级管理提供支撑平台，为优化燃料采购、运输、存储和供给提供准确、详实的数据支持，从而建立覆盖企业燃料供应链各环节的信息管理和数据分析系统。

企业发电燃料管理的主要功能包括：

（1）燃料计划管理。根据各电厂的生产计划，确定集团总的燃料计划和各项分解计划，形成集团和各电厂的煤电平衡表，对全年各月燃料需求进行合理分解。

（2）燃料调运管理。综合矿山、码头、运输、接卸等信息，形成集团和电厂的调运管理图，提供各厂的存煤情况、运煤情况，便于集团和各电厂统筹安排燃料资金，既减少资金占用，又不影响发电生产。

（3）燃料合同管理。根据燃料计划安排，获得供应商的有关信息和当前市场价格信息，通过直接报价、历史成交价和网上报价的综合分析进行询价采购，签订燃料供应合同。对燃料供应厂商进行管理，包括基本信息、联系人、供货周期、历史供货记录、供货质量等。

（4）燃料成本管理。对燃料费用构成进行分析，包括各矿点燃料价格分析，燃料市场价格、渠道等情况的分析预测等，并根据燃料合同、计量、检质信息完成燃料费用结算及相关的账务处理。

14　经营计划

电力企业的经营计划是在企业经营发展战略的基础上，根据企业发展战略各阶段的建设、生产和经营目标，对生产经营和工程建设所需的各项资源，从时间和空间上进行具体的统筹安排所形成的计划体系。从企业发展战略方面看，企业的经营计划是关于经营战略和策略的具体安排，可分为中长期经营规划和年度经营计划。中长期规划是企业长期经营战略的具体化和数量化，是企业总体战略目标的体现；年度经营计划是企业一年中生产经营活动的具体安排，是经营战略和规划的周期性安排。

由企业按照经营发展战略统筹制定企业经营计划所涉及的各项目标，通过各下属单位将目标层层分解，最终使企业的经营发展战略得到落实与执行，同时形成企业各级岗位的考核，使企业管理量化和精细化。企业可以对各下属企业的年度计划、季度计划、月度计划进行监督，从而实现对各单位计划执行情况的考评。

经营计划管理的主要功能包括：

（1）计划编制。根据系统中记录的历年及当年上半年的

计划和实际值，辅助生成下半年或次年的各项生产、经营及各项考核指标，经各级管理人员的调整，供经营计划决策层研究确定。

(2) 执行监督。实现集团对下属各级单位计划执行情况及各项指标完成情况的监督，从而能够及时发现各单位工作中存在的问题，实现从简单的事后处理转变为事前发现和预警。

(3) 统计功能。按照企业经营计划，对完成情况进行统计、汇总，形成企业内部管理报表；按照政府、行业监督、上级主管或股东等企业外部要求，对完成的各项指标进行统计、汇总，按照需求方提供的格式，形成相应的对外报表。

(4) 指标分析。对各地区市场形势及企业汇集上来的生产、经营和财务信息进行综合比较分析，按照供需规律、经济效益、资源优化配置等原理，发现企业内部存在的系统性问题，并区分出可比性和非可比性、可控性和非可控性等因素。

(5) 计划调整。根据市场形势或非可控性因素引起的变化，按照逐级授予的权限对计划进行调整，使系统中与计划相关的数据能够及时反映企业对市场和环境的适应性。

15 资产管理

电力企业是典型的资产密集型企业，企业的大部分资产是设备。做好设备的运行维护，降低检修时间，延长设备运行时间，是电力企业生产运行的主要目标。电力企业的设备资产管理是利用信息技术辅助企业管理好有形资产（如生产设备、厂房设施、备品备件、材料、工具和仪器仪表等），通过资产管理加强设备的检修维护管理，提高检修质量、延长检修间隔、优化检修项目和工艺，尽可能降低运行和维修成本、降低检修费用，达到提高设备的可用性和可用率、延长设备的有效运行时间、降低维修成本的目的。

资产管理的主要功能包括：

(1) 基础数据管理。资产管理的基础数据主要来自企业相应系统的基础数据和业务基础数据，主要包括设备基础数据、工器具基础数据、仓库基础数据和成本总账等。

(2) 设备状态管理。设备状态信息主要来自各运行系统，设备状态管理可以随时了解设备的运行和检修状况，调阅检修记录，查询频发故障，从而对关键设备的健康状况起到监控作用。

(3) 备品备件管理。通过对企业库存备品备件信息的分析指导物资采购，对主要备品备件的库存分区域进行统一调配，对所有同型号设备的相关数据可以随时共享、横向比较。

(4) 监督管理。根据国家有关规定对企业各特定工种或特定行为进行监督与管理。

16 科学技术

科学技术工作管理系统是以科技工作综合管理为基础、以科技项目全过程管理为核心、以综合分析评价为决策依据，适合电力企业科技工作管理特点，满足企业科技工作管理业务需要的科技工作信息管理平台。

科学技术工作管理的主要功能包括：

(1) 科研项目管理。实现电力企业科技项目和承担的国家科技项目的分类分层管理。为科技项目的规划、计划、立项、过程监控、变更、验收、考评等项目执行全过程管理提供信息技术手段，可完成下属电力企业科技规划、计划、科技项目上报和审批等流程的管理。

(2) 实验室管理。提供电力企业实验室的申报、命名、运行情况上报和审批等流程的管理，对实验室的基本情况进行分类和统计，对于已命名实验室的运行情况、科研成果等信息进行收集，提供统计、分析等信息管理手段。

(3) 创新型企业评价。针对国家创新型企业评价标准和评价指标，对下属企业进行评价。通过科技数据采集和统计，根据创新型企业评价标准的运算方式自动计算各下属电力企业的最终得分和排名。汇总、统计、分析企业科技创新的各方面数据，提供创新型企业评价的基础数据。

(4) 技术标准管理。管理企业技术标准，完成企业标准的计划申报、审批、进度跟踪、验收、发布等功能。

(5) 新技术推广应用管理。对电力企业科技成果和新技术应用情况进行管理，完成企业科技成果转化项目和新技术推广应用项目的规划、计划、立项、审批、监控、验收考核和统计分析等管理工作。

(6) 科技成果和知识产权管理。完成企业科技项目奖励及成果的归档、统计和分析工作，提供科技成果技术报告的全文检索，对各种专利、软件著作权等企业自主知识产权进行管理。

17 工程项目

电力工程项目管理在电力系统应用较广，工程项目管理是运用现代管理理念和现代信息技术，将工程项目建设过程中的资金流、物流、信息流等资源有机关联起来，建立以项目全生命周期管理为主线、以数据集中和服务分级为基础，使项目管理应用信息与其他业务管理应用信息高度融合的应用系统。

电力工程项目管理的主要功能包括：

(1) 项目概、预算管理。可以管理多个项目的概、预算，包括项目申请时的初步概算、项目审批完成后的详细预算、项目结束后的决算，可对多个项目进行数据分析和横向比较。

(2) 项目质量管理。项目质量管理根据质量管理规范和标准控制每一质量控制单元的实施是否满足质量要求。主要包括质量检测标准、单位工程分解、工序检测记录、材料消耗及试验记录、质量缺陷及事故的登记和处理、质量验评记录、施工记录等。

(3) 项目进度管理。可以管理多个项目施工网络计划图，并对多个项目的主要资源按照时段进行汇总和分配，对重点工程的建设进度进行跟踪查询和控制。包括里程碑计划、实施进度计划、项目变更和实际进度的监控管理。

(4) 项目安全管理。项目安全管理对安全监测点、配套措施、进度安排做好规划，依据此及各种标准、规范进行安全监控。

(5) 项目合同管理。合同管理主要是为了通过概算和合同归集工程费、设备费、其他费等，掌握工程概算和合同的执行情况，做到全面准确、迅速地控制总成本，结合进度和概算资金，预测未来某个阶段资金的投入计划，以此实现全面的投资控制。合同管理要能对重要项目合同进行监控。合同管理包括工程项目合同登记、合同变更、合同违约、合同付款、合同投资完成、合同结算、合同索赔、合同查询、合同统计、合同文档等内容。

(6) 项目设备管理。设备管理包括设备清册、设备台账、设备合同管理、设备交付进度管理、设备到货批次管理、设备入库管理、设备出库管理、设备安装管理、设备调试管理、设备缺陷管理、工器具管理等内容。

（7）项目材料管理。项目材料管理从价格和质量两个方面对材料进行管理。管理的内容包括材料计划、采购、验收入库、库存、调拨、合同、材料的具体使用和试验的跟踪、材料价差分析、材料上报报表统计等，系统采用物流分析的方式对材料各阶段的信息进行控制。材料管理作为工程合同管理的跟踪对象之一，其质量、材质和数量、规格都是工程合同要跟踪的内容。

（8）项目资料档案管理。资料档案管理模块管理项目全生产周期积累的所有资料，并进行归档，形成档案。项目资料档案管理包括项目设计、施工图、设备、招投标、图书和杂志、音像资料、照片等。涵盖资料档案的产生、中间签字、归档、借阅、查询等内容。

18　电力企业统计

电力企业统计是实现电力统计业务的信息系统，采用数学方法和计算机应用技术，对电力企业生产经营、电力建设、经营管理等数据进行全面的收集、传输、汇总，完成数据检验、统计报表制作、统计分析台账、预测优化、信息发布、数据上报等功能。电力企业统计是研究电力工业经济现象、了解电力企业生产、电力建设及经营管理过程和规律的工具。

电力企业统计管理的主要功能包括：

（1）生产统计。实现电力企业购电量、供电量、用电量、售电量、线损率等指标多种口径的生产经营统计分析功能；实现发电厂的发电量、利用小时、供电煤耗等指标的统计分析功能。

（2）投资统计。实现企业项目投资情况、资金到位情况、新增生产能力等情况的统计。

电力企业统计信息处理的主要过程分为：

（1）数据采集。对基层单位原始数据的采集、查询、报送。

（2）数据检查。多种数据检查，验证基层报表的数据是否正确，报表间数据是否一致，检查各指标间数据是否平衡等。

（3）汇总分析。在基层数据的基础上，汇总电力企业需要的各列统计分析报表，生成标准报表格式，根据需要完成资料汇编、月度报告、季度报告、统计年鉴等。

（4）报表定义。用户可根据情况定义需要汇总的报表指标及报表样式，灵活定义各指标间的计算关系以及指标的取数关系，系统按定义的格式自动生成需要的报表，同时提供与其他工具的接口。

（5）信息发布。在统计分析报表的基础上，将信息发布到网站上，供有关人员查询使用，实现数据资源共享，为各级统计部门提供数据。

（6）决策分析。根据统计数据进行预测、优化，为企业管理和发展提供支持。

19　电力规划和设计

根据电力规划和设计是多专业共同参与、协同工作的特点，电力规划和设计信息应用系统是一个多平台、分布式的结构体系，利用网络技术和数据库技术，通过网络、接口，将物理上离散的软、硬件资源有机地集成，对数据信息有效控制、分级共享、授权使用，使系统相联、信息互通和应用互动，实现多专业综合设计和协同工作。

电力规划和设计信息应用系统应遵守现行的规程、规范，满足工程设计各阶段和设计深度的要求。

（1）可行性研究阶段支持的主要功能包括：电厂接入电力系统方案的优选；根据地形、地质、燃料、交通、水源、灰场、出线、环保等条件，进行厂址的多方案比较；完成电网、供水、电气、热力、燃烧、输煤、除灰和化水等专业工艺图，进行主要设备的优选；主厂房布置方案优选；各项技术经济指标的计算；环境影响的分析与评价。

（2）初步设计阶段支持工艺系统、总平面布置、主厂房布置、结构型式、送电工程等设计内容的优化或优选，并完成各工艺系统的设备选择。

（3）施工图阶段支持完成各专业的计算、具体项目的优选优化和设计制图的主要工作；建立主厂房三维模型，进行优化或优选、碰撞检查；送电线路杆塔排位优化设计。

电力工程设计的信息技术应用以三维技术为核心，具备完成整个电厂三维设计的技术能力，包括三维建模、材料汇总、布置方案优选、管道轴测图抽取、碰撞检查、漫游可视化以及虚拟现实等，提高了设计质量、效率和效果。在勘测数据采集、整理和成图，航测卫片处理，输电线路设计计算、路径优化和排杆位，火电厂和变电所方案设计、分析计算和出图制表等工作中信息技术得到广泛应用。

（1）计算机分析软件。使用计算机软件解决专业设计中的计算问题是电力工程设计中信息技术应用最早的领域，应用也比较成熟。为了设计出经济、合理的方案，需要在大量计算方案中选择，科学计算分析程序承担了大量、复杂、繁重的计算任务。热机、锅炉、土建、水工、电气、送电、勘测等专业都使用计算软件完成计算工作。

（2）计算机辅助设计（CAD）。计算机辅助设计是电力设计信息技术应用的主要领域，分通用 CAD 和业务专用 CAD 两类。通用 CAD 软件不依存特定的业务，提供标准制图功能，业务专用 CAD 是为特定业务专门开发的，它包含业务所特有的功能。电力规划设计所用过的业务专用 CAD 软件数量繁多，但可以归为两类：一是只以特定业务为目的而开发的 CAD 软件，只用于特定的业务；二是在通用 CAD 软件基本功能的基础上附加特定业务功能的 CAD 软件。在电力规划设计中为了更有效地利用软件，对 CAD 软件进行二次开发，使其更符合特定的业务，更满足实际的要求。

（3）电力工程三维设计。电力工程三维设计是打破传统平面图设计方式的具有革命性变化的技术手段。三维设计相对于二维设计，可以使设计更真实地反映现实。现实中的电厂是一个真实三维物体。使用三维设计技术手段，在计算机中布置工艺管道、机电设备、电缆桥架、土建结构等物体模型，能够真实地表现相互位置和空间关系，检查和发现布置错误和碰撞。当电厂三维模型建立起来，就可以利用可视化技术对三维模型进行漫游和动画制作，可把设计方案展现得更加形象逼真，通过虚拟现实给观看者身临其境的感觉，非常直观地了解和掌握未来建成是什么样的电厂。三维设计软件完成的电厂三维模型是有真实尺寸的智能模型，不仅具有鲜明的几何外观，还包含了非图形化的工程信息。这个三维模型可以被电厂规划设计、采购施工、运营维护全生命周期的各个阶段以及电厂建设的各个利益相关方所利用。

（4）地理信息系统的应用。对于发电厂选择厂址、山区高压输电线路路径优化、水利水电工程建设，使用 GIS 技术，以信息的数字化、直观化、可视化为出发点，可以将复杂的过程用动画图像形象地描绘出来，为全面、准确、快速地分析掌握工程全过程提供有力的分析工具，实现工程信息的高效应用与科学管理，以及设计成果的可视化表达，进而为决策与设计人员提供直观形象的信息支持。

20 招投标管理

招投标管理包括网上招投标管理、网上采购管理和费用管理等内容。

招投标管理的主要功能包括：

(1) 招标计划管理。加强企业集中规模招标工作的计划性，对全年所需物资进行总体把握，并方便招标项目的申报、审批和反馈。

(2) 集中招投标管理。实现集中招标、投标、开标、监督、评标、中标、专家管理、供应商管理等网上操作，实现网上自动开标和开标视频直播。通过招投标管理，可以有效提高招投标双方的工作效率，降低招投标业务成本。

(3) 项目评标管理。评标管理通过计算机进行评标过程作业，评标专家所有的评标工作通过计算机完成，并将所有操作记录在数据库内，所有的数据及操作均可事后进行审计查询，并能对评委的打分进行智能的分析评价，对操作员的操作进行有效的监督。

(4) 项目跟踪。建立有商业价值的电力建设项目动态数据情报。从建设项目立项到竣工投运流程中，跟踪和存储各阶段有资料的价值、可提供辅助决策的详细信息。

(5) 产品展示。通过电力设备产品数据库为用户提供门类齐全的电力行业产品资讯信息。用户可以全方位享受厂家检索和产品检索，进行技术参数、产品业绩以及同类产品比较等一系列查询服务，供应商则可借此加大产品宣传力度，利用网络技术随时随地进行产品介绍，发布产品改进后的各类技术参数和信息，创造更大的商机。

(6) 交易市场。提供业务方与供应商、供应商与供应商、其他交易双方之间的直接竞价交易。提供交易所需的环境，如交易大厅、交易方式、交易结果发布。

(7) 物流信息。提供交易环节后的物流信息，提供与交易配套的仓储、运输、地理信息、物流价格信息等，解决电子商务中网上交易后的后续信息保障，最终实现电子商务的全过程管理。

(8) 政策法规。发布招投标法、电力法及电力行业相关文件法律法规，以便电力行业相关人员查询下载。

参 考 文 献

[1] 陈禹. 信息系统分析与设计. 北京：高等教育出版社，2005.

[2] 萨师煊，王珊. 数据库系统概论. 北京：高等教育出版社，1995.

[3] 邵丽萍，张尚立，常丹. 应用软件开发技术实用教程. 北京：清华大学出版社，2005.

[4] 张海藩. 软件工程导论. 4 版. 北京：清华大学出版社，2005.

[5] 彭澎. 计算机网络基本原理. 北京：中国人民大学出版社，2000.

[6] 谢希仁. 计算机网络教程，2 版. 北京：人民邮电出版社，2006.

[7] 刘建明，林文孝，曾楠. 流媒体技术研究. 北京：电力信息化，2005.

[8] 倪维桢. 数据通信原理. 北京：中国人民大学出版社，2000.

[9] 王欣. 管理信息系统. 北京：中国水利水电出版社，2004.

[10] 国电信息中心. 国家电网公司 ERP 建设研究报告. 2005.

[11] 中国计算机世界出版服务公司. 国内外对 ERP 成功率的研究结果. 2002.

[12] 周志达. 数据库原理与技术. 北京：科学出版社，1998.

[13] 潘明惠. 信息化工程原理与应用. 北京：清华大学出版社，2004.

[14] 姜旭平. 信息系统开发方法——方法、策略、技术、工具与发展. 北京：清华大学出版社，2004.

[15] 张友生，王胜祥，殷建民. 系统架构设计师教程. 北京：电子工业出版社，2006.

第19篇 超导电力技术

主编单位：中国科学院电工研究所　中国科学院理化技术研究所

主　　编：肖立业　林良真　龚领会

执　　笔：（按姓氏拼音）

龚领会　中国科学院理化技术研究所

高召顺　中国科学院电工研究所

惠　东　中国科学院电工研究所

李来风　中国科学院理化技术研究所

李晓航　中国科学院电工研究所

林良真　中国科学院电工研究所

马衍伟　中国科学院电工研究所

丘　明　中国科学院电工研究所

唐跃进　华中科技大学

王秋良　中国科学院电工研究所

王银顺　中国科学院电工研究所

肖立业　中国科学院电工研究所

赵彩宏　中国科学院电工研究所

周双喜　清华大学

主　　审：林良真　中国科学院电工研究所

PDG

第1章 概 述

1 前言

1911年，荷兰莱登实验室的卡麦林·昂尼斯在测量低温下金属的电导率时发现，当温度下降到4.2K时，水银的电阻完全消失，他把这种现象称为超导电性。1933年，迈斯纳和奥克森菲尔德两位科学家发现，如果把超导体放在磁场中冷却，则在材料电阻消失的同时，磁通线将从超导体中排出，这种现象称为完全抗磁性。后来，人们也把这种现象称为迈斯纳效应。1962年，约瑟夫森首先在理论上预言了超导量子隧道效应，即当两块超导体通过绝缘薄层（厚度为10埃左右）连接起来，一块超导体中的电子可穿过绝缘层势垒进入另一超导体中，随后，安德森和罗厄耳等人从试验上证实了这一预言，因此该效应也称为约瑟夫森效应。

超导体具有零电阻、抗磁性和量子隧道效应等奇特的物理特性，因此，自其被发现以来，超导电性及其应用一直是当代科学技术中最活跃的前沿研究领域之一。超导技术主要包括两个方面：电工学应用和电子学应用。表19.1-1分别列出了超导技术的主要研究方向及其应用领域。

表19.1-1 超导技术的主要研究方向及其应用领域

类别	研究方向		应用领域	说明
电工学应用	超导电力技术	超导电力电缆	低能耗大容量电力输送	基于零电阻特性的电工学应用
		超导限流器	输电网的安全稳定性	
		超导储能系统	电力质量调节和电网稳定性	
		超导变压器	节能电力变压器	
		超导电动机	船舶电力推进	
	超导磁体技术	超导发电机	大型发电机和同步调相机	
		强磁场磁体	粒子物理和核物理类的大科学工程、核磁共振成像、核磁共振谱仪、科学仪器、磁分离技术、磁性扫雷技术、高性能的材料制备、作物育种等	
		磁悬浮技术	磁悬浮列车和磁悬浮推进、飞轮、轴承和高精度陀螺仪等	基于抗磁性的电工应用技术
电子学应用	微波应用	滤波器	微波通信	基于零电阻特性的电子学应用
		谐振器	微波通信	
		延迟线	微波通信	
	结型器件	量子干涉仪	用于微弱信号检测，如脑磁、心磁、大地探测、无损检测等	基于约瑟夫森效应的电子学应用
		超导芯片	计算机	
		高频应用	THz高频电磁波的发射与接收	

由表19.1-1可见，超导技术在能源、信息、交通、科学仪器、医疗技术、国防、大科学工程等方面均具有重要的应用价值。可以说，几乎人类所有的活动都离不开电磁相互作用，而超导体具有奇特的电磁性能，因此超导技术的广泛应用可彻底改变人类使用电和磁的方式。

20世纪60年代，人们制备出实用化的NbTi和Nb_3Sn超导线，超导磁体技术即在实验室得到了实际的应用，但是由于需要液氦温度（4.2K）的工作环境，超导技术难以大面积推广。1986年，IBM苏黎士研究中心研制出铜氧化合物超导体，1987年，美国华裔科学家朱经武和中国科学家赵忠贤相继研制出钇—钡—铜—氧（YBCO）超导体，把超导体的临界温度提高到90K以上，使得超导装置工作在液氮温度（77K）成为现实，使人们看到了超导技术广泛应用的曙光。1988年，铋—锶—钙—铜—氧（BSCCO）超导体被发现，临界温度在90K以上。20世纪90年代后期以来，BSCCO高温超导材料实用化技术取得了重大的突破，BSCCO带材很快进入了商业化阶段，发达国家政府和跨国公司大规模地开展了超导应用技术研究，大部分应用产品已开发出样机，并进行了应用试验。近年来，YBCO涂层高温超导带材（也称为第二代高温超导带材）发展迅速，由于YBCO带材的电磁性能及性价比相对BSCCO带材要高得多，因此YBCO涂层高温超导带材将完全替代BSCCO带材成为主要的实用高温超导带材。2001年，日本发现了一种新的超导体——MgB_2超导体，其临界温度约为40K，这种新超导材料的价格比氧化物高温超导体要低得多，与NbTi超导材料的价格大致相当，但运行温度约为20～30K，因而也具有良好的应用前景。目前，国际上正进一步加大投入，开始了以商业化产品为目标的新一轮研究与开发。从“七五”计划以来，在国家“863”专项计划和国家重点基础研究计划的支持下，我国在超导物理理论、超导材料及超导技术等方面都取得了长足的进步，目前基本上处于与国际同步发展的水平上。

2 超导电工学应用技术

超导电工学应用技术主要是利用超导体的高电流密度和无阻载流特性发展起来的相关应用技术，主要包括超导磁体和超导电力应用两个方面。

2.1 超导磁体技术

超导磁体有许多常规磁体所不可比拟的优点，例如，低能量消耗、可以在大空间产生强磁场、体积小、质量轻等。超导磁体在科学仪器、大科学工程、交通、工业、生物医学和军工等领域已获得实际应用并有广泛应用前景。例如，早期的高能加速器多采用常规电磁铁来产生主磁场，它不仅体积庞大，而且耗电大。同时，由于电磁铁的磁场强度限制，当要获得较高能量时，不得不增大加速环的半径，从而大大增加了加速器的建设费用。采用超导磁体后，磁场可以提高数倍，这样，在环半径相同的情况下，加速器能量也可相应提高数倍，而且还可大大降低电能消

耗和运行费用。在能源领域，超导磁体技术的一个重要应用是磁约束核聚变。核聚变是人们长期以来梦寐以求的解决能源问题的重要途径，实现核聚变反应的磁约束是一组特殊尺寸和形状的强磁场，它可以将高温等离子体约束在一起，从而发生聚变反应。为此，必须在数十米甚至数百米空间内产生 10T 量级的磁场，这只有用超导磁体才有可能实现。1992 年欧洲原子能委员会、俄罗斯、日本和美国联合开始实施国际热核实验反应堆（ITER）的设计和研究开发计划。该计划首先是要建立一个大半径为 8.14m、小半径为 2.8m、等离子体电流为 21MA 的托卡马克（Tokamak）装置。ITER 装置的磁体系统由 20 个超导径场线圈、9 个极向场线圈、一个中心螺旋管线圈以及校正线圈等组成。目前我国已加入 ITER 计划。这个计划的实施无疑将大大推动超导磁体技术的发展。

超导磁体已经广泛应用于科学仪器、医疗仪器装置中，如核磁共振成像和核磁共振谱仪。目前，磁共振成像（MRI）已广泛应用于医学诊断中，如用于早期肿瘤和心血管疾病等的诊断。磁共振成像仪需要在一个大空间内有一个高均匀度和高稳定性的磁场，超导磁体不仅能完全满足这一要求，而且在磁场强度方面比常规磁体有明显的优势。超导磁体还可通过超导开关形成闭环电流运行，这样工作电流可不受外界干扰的影响，提供了一个常规磁体所无法达到的稳定性，其磁场稳定性可达 10^{-7}/h 以上。目前，许多医院中的磁共振成像仪均采用超导磁体，其磁场大多在 0.5～2T 之间，现已有磁场达 3T 的磁共振成像仪投入临床诊断。此外，还有磁场达 4～5T，甚至达 8T 的磁共振成像仪供试验研究用。目前，国内外大型医院均装备有超导磁共振成像装置。20 世纪 90 年代初，中国科健公司亦成功研制出核磁共振成像用的 0.6T 超导磁体系统，并曾分别安装在无锡、北京和深圳等地医院使用。利用核磁共振原理制成的核磁共振谱仪（NMR）已广泛用于物理、化学、生物、遗传和医药等学科的研究中。由于其谱线间距离及信噪比都与磁场有关，为了从波谱分析中得到更多的信息，增加化学移位信号的分离，提高分辨率，必然要提高频率和磁场。目前，100MHz（相应磁感应强度为 2.35T）以上核磁共振谱仪都采用超导磁体，日本筑波的物质科学研究所已经研制出 950MHz 的超导 NMR 系统。核磁共振谱仪除对磁场强度有明确的要求外，还要求在一定的有效空间（ϕ20mm 球径）内，磁场均匀度优于 10^{-7}、磁场稳定度优于 10^{-7}/h。目前已有 750MHz（磁场对应为 17.6T）以下系列谱仪商品。有些国家，如美国、德国和日本正在研制 1000MHz（23.5T）和 1.1GHz（磁场对应为 25.85T）的谱仪。日本正在研制的 1000MHz 谱仪，其超导磁体由 NbTi-Nb_3Sn-Bi 系高温超导线圈组成。NbTi-Nb_3Sn 线圈可产生 21.1T 的磁场，而 Bi 系线圈置于 NbTi-Nb_3Sn 线圈中，并将再提供 2.4T 的磁场。

在交通、工业和军工等领域，超导磁体的应用研究也十分活跃。如日本首先于 1972 年研制了一台超导磁悬浮试验列车，日本研制的超导磁悬浮列车是采用安装在车上的 Nb-Ti 超导磁体与在轨道上的常规磁悬浮线圈相互作用产生排斥力将车体悬浮起来的。目前，已建成 18.4km 的线路，列车速度可达 550km/h。我国西南交通大学也于 2000 年建成一台载人高温超导磁悬浮试验车，其磁悬浮装置采用的是 YBCO 系列高温超导块材。

随着现代科学技术的发展，要求产生极端条件，如极低温、极高磁场和微重力等，从而实现特定的功能和发现新的现象，由此推动科学技术和工程应用的快速发展。高磁场超导磁体技术对现代科学的发展有重大的实际意义，目前国际上已有数家基于超导磁体技术的高磁场科学实验室在运行中，并取得了丰硕成果，我国也已确定在合肥建设国家高磁场实验室。

2.2 超导电力技术

超导电力技术是利用超导体的无阻高密度载流能力和超导—正常态相变物理特性发展起来的应用技术，表 19.1-2 列出了超导电力技术的主要方向及其对电力工业的作用和影响。

表 19.1-2 超导电力技术的主要研究方向及其对电力工业的作用和影响

应用	特　点	对电力工业的作用和影响
超导限流器	（1）正常时，阻抗为零，故障时，呈现一个大阻抗 （2）集检测、触发和限流于一体 （3）反应和恢复速度快 （4）对电网无副作用	（1）提高电网的稳定性 （2）改善供电可靠性 （3）保护电气设备 （4）降低建设成本和改造费用 （5）增加电网的输送容量
超导储能系统	（1）反应速度快 （2）转换效率高 （3）可短时向电网提供大功率	（1）快速进行功率补偿 （2）提高大电网的动态稳定性 （3）改善电能品质 （4）改善供电可靠性
超导电缆	（1）功率输送密度高 （2）损耗小，体积小，质量轻 （3）单位长度电抗值小	（1）实现低压大电流高密度输电 （2）减少城市用地
超导变压器	（1）极限单机容量高 （2）损耗小，体积小，质量轻 （3）液氮冷却	（1）减少占地 （2）符合环保和节能的发展要求
超导电机	（1）极限单机容量高 （2）损耗小，体积小，质量轻 （3）同步电抗小 （4）瞬态过载能力强	（1）减少损耗和占地 （2）同步电抗小，有利于电网稳定性 （3）用于无功功率补偿，提高电力质量和电网运行稳定性

从表 19.1-2 可以看出，采用超导电力技术，不仅可以明显改善电能的质量、提高电力系统运行的稳定性和可靠性、降低电压等级、提高电网的安全性，并使超大规模电网的实现成为可能，而且可以大大提高单机容量和电网的输送容量，并大大降低电网的损耗。此外，通过超导储能，还可大大改善可再生能源的电能质量，并使其与大电网有效地联结。20 世纪 60 年代，随着实用化低温超导材料走向成熟，美国、日本、苏联等国相继开展了超导电力装置的研制，但是由于液氦温度的冷却成本和难度较大，这些超导电力装置没有投入实际试验运行。90 年代以来，随着高温超导带材走向商品化，世界各国和大公司相继开展了超导电力技术的研究开发。美国、日本、欧洲和韩国等都批准了发展超导电力技术的相关计划。美国批准了超导伙伴计划（SPI 计划）以发展超导电力技术及相关技术，由美国能源部组织国家实验室、大学和相关公司及电力公司联合攻关；日本新能源开

发机构（NEDO）、通产省和各大电力公司（如东京电力、九州电力）以及东芝、日立等公司都投资超导电力技术的研究开发，日本政府批准了 Super-ACE 计划以促进超导电力技术的产业化。韩国政府批准了 DAPAS 计划，并以商业化为目标，投入资金达 1.5 亿美元。欧洲一些大的公司如 ABB、西门子、NEXAN 等也积极投资于该方面的研究，以争取未来的市场。

过去几年，超导电力研究开发的重点是高温超导限流器、超导储能系统、高温超导电缆和高温超导变压器，这些超导电力装置已经进入示范试验运行阶段。与此同时，小型低温超导储能系统已经开始出现产品。表 19.1-3 列出了国际上超导电力技术研究开发的典型事例。

表 19.1-3　　国际超导电力技术发展现状（典型事例）

应用	研究开发单位	主要技术参数	状　况
超导限流器	瑞士 ABB	三相磁屏蔽型，1.2MVA	试验运行
	瑞士 ABB	三相电阻型，10MVA	完成研制
	美国 LM 公司	三相桥路型，2.4kV/100A	试验完毕
	美国 GA 公司	三相桥路型，15kV/1.2kA	试验运行
	美国 LANL	三相可控桥，15kV/26MVA	试验运行
	日本东京电力	三相电抗器型，66kV/750kA	研制阶段
	日本 Super-ACE	单相电阻型：6.6kV/1kA	试验测试
	美国 IGC 公司	三相矩阵型，138kV/1kA	研制阶段
	欧洲 NEXAN 公司	三相电阻型，10kV/10MVA	试验运行
	德国西门子公司	三相电阻型，7.2kV/100A	试验阶段
	韩国 DAPAS 计划	三相 23kV/1kA 示范样机	研制阶段
	美国休斯敦大学/得州电力	三相电阻型	研制阶段
超导储能系统	德国 ACCEL	4MJ/6MW 低温超导储能	试验运行
	意大利	4MJ/1.2MW 低温超导储能	试验运行
	法国 EC	1MJ 高温超导储能系统	研制阶段
	美国超导公司/IGC 公司	1-10MJ 低温超导储能系统	销售多套
	韩国 KERI	2MJ 低温超导储能	完成样机
	日本九州电力	3.6MJ/1MW 低温超导	试验运行
	日本九州大学	1MJ 高温超导储能磁体	完成研制
超导电机	日本 Super G-M 计划	79MW	试验阶段
	日本 Super G-M 计划	200MW	研制阶段
	美国超导公司	8MW 超导同步调相机	投入运行
	美国 GE 公司	100MW 同步发电机	研制阶段
	德国西门子	4042kW（5500 马力）	研制阶段
	美国 Reliance	3675kW（5000 马力）	试验运行
	美国超导公司	25 725kW（35 000 马力）	预研阶段
	韩国 DAPAS 计划	7350kW（10 000 马力）	预研阶段
超导电缆	丹麦 NKT 公司	三相 30m，36kV/2kA	试验运行
	美国 Southwire	三相 30m，12.5kV/1.25kA	试验运行
	Pirelli 美国公司	三相 130m，24kV/2.4kA	试验阶段
	日本东京电力	三相 100m，66kV/1kA	完成试验
	美国 AMSC/Pirelli	三相 660m，138kV/2.4kA	安装阶段
	美国 Super Power/日本 SEI	三相 350m，34.5kV/800A	试验运行
	美国 Ultera	三相 200m，13.5kV/3kA	试验运行
	日本古河电工	单相 500m，77kV	完成试验
	韩国 DAPAS	三相 100m（日本住友研制）	试验阶段
超导变压器	瑞士 ABB	18.7kV/420V，630kVA@77K	完成试验
	日本九州大学	6.6kV/3.3kV，1MVA@77K	试验运行
	德国西门子	5.6kV/1.1kV，1MVA@77K	研制阶段
	美国 Waukesha	10MVA，138/13.8kV@20-30K	试验阶段
	韩国 DAPAS	100MVA，154kV	试制阶段

"九五"计划和"十五"计划期间，在国家 863 计划、中国科学院知识创新工程和国家自然科学基金会的支持下，我国在超导电力技术方面也取得了重大突破。2000 年，中国科学院电工所研制功 6m/2kA 直流高温超导电缆，2003 年 8 月，成功研制出三相 10m、10.5kV/1.5kA 交流高温超导电缆系统，电缆的关键技术全部为自主开发。2004 年 12 月，电工研究所等研制成功 75m、10.5kV/1.5kA 交流高温超导电缆系统，并将该电缆投入甘肃长通电缆科技股份有限公司的配电网示范运行，该电缆系统已累计运行超过 7000h，没有出现任何故障。2005 年 8 月，电工所等单位研制成功的 10.5kV/1.5kA 高温超导限流器样机投入湖南电力公司的高溪变电站试验运行，已累计运行超过 1 万 h，没有出现任何故障，并成功将短路电流限制 80%以上。2005 年 11 月，电工研究所与新疆特变电工股份有限公司自主开发 10.5kV/400V/630kVA 的高温超导变压器样机，样机通过了国家变压器行业标准测试，并在新疆昌吉市的配电网投入试验运行。在中国科学院知识创新工程的支持下，电工研究所于 2005 年完成了 100kJ/25kVA 超导限流—储能系统的研制和试验，目前正在开展 1.0MJ/0.5MW 高温超导储能系统的研制，该超导储能系统将于 2008 年在北京门头沟区投入并网试验运行。

除中科院电工研究所外，清华大学已经完成 500kJ/150kVA 的超导储能系统的研制和试验，华中科技大学研制成 35kJ/7kW 的高温超导储能样机，样机在该校的电力系统动态模拟实验室进行模拟实验运行。北京云电英纳超导电缆公司于 2004 年 7 月在云南电力公司将 30m 长的高温超导电缆投入试验运行。

2.3 超导电力技术的发展方向和发展趋势

随着我国电力需求量的日益增大和电力工业的发展，人们对电力系统的安全可靠性和电力质量提出了越来越高的要求，同时，环保、节能和电力设备的小型化、轻量化也成为共同的追求目标。超导电力技术的应用能够克服常规电力技术的固有缺陷，实现电力工业的重大革新，对于满足我国电力工业发展需要具有重大的意义，是实现电力技术重大革新的基础，符合我国电力工业长远发展的总体需求，因而具有广阔的前景。目前，国际上已经在超导电力技术方面开展了多方面的示范试验，部分装置（例如超导储能系统和超导同步调相机）已经开始进入商业试运行阶段。当前，超导电力技术的主要发展方向包括以下几个方面：

2.3.1 超导限流器

超导故障电流限制器（以下简称超导限流器，SFCL）具有以下优点：能在高压下运行；在正常运行时可通过大电流而只呈现很小的阻抗甚至零阻抗，只在短路故障时呈现一个大阻抗，因而其限流效果非常明显；反应速度快（能在毫秒级的时间内作出反应）；能自动触发和自动复位，同时集检测、触发和限流功能于一体，是目前最好的而且也是唯一行之有效的短路故障电流限制装置。通过超导限流器限制短路电流后，不仅可以大大提高电网的稳定性、改善供电的可靠性和安全性、增加电网的输送容量，而且可以显著降低断路器的容量、大大降低电网的建设成本和改造费用、延长电气设备的寿命。

超导限流器将从开发适用于配电网的示范样机开始，逐步向适用于高压输电网（电压等级 220kV 及以上）的限流器方向发展。超导限流器的原理也将呈现多样化的趋势。

2.3.2 超导储能系统

超导储能系统（SMES）存储的是电磁能，在应用时无需能源形式的转换，因此它的响应速度极快，同时，它的功率密度极高，这就保证了 SMES 能够非常迅速地以大功率形式与电力系统进行能量交换，这是 SMES 相对于其他电力储能方式的两大优势。另外，SMES 的功率规模和储能规模可以做的很大，并具有系统效率高、技术较简单、没有旋转机械部分、没有动密封问题等优点。

SMES 在进行输/配电系统的瞬态质量管理，提高瞬态电能质量、电网暂态稳定性和紧急电力事故应变等方面具有不可替代的作用，并将为实现我国西电东送和打造新的电力市场机制提供技术基础，因而具有广阔的应用前景。

SMES 目前主要的发展方向是小型分布式储能系统，主要用于改善用户端的电力质量和供电可靠性，也可用于输电网以改善电网的稳定性。

2.3.3 超导电缆

由于采用具有很高传输电流密度的超导材料作为导体和采用液氮作为冷却介质，超导电缆将具有体积小、质量轻、损耗低、无火灾隐患的优点。因此，在城市电网设施的改造及增容过程中，超导电缆是常规电缆很好的替代产品。特别是在低电压大容量的场合，超导电缆具有明显的竞争力，并且随着制造技术的发展及材料成本的降低，超导电缆将会在短距离输电场合得到应用。

我国城市人口密集，电力负荷增长迅速，随着经济的发展，许多大中城市中心区的电力负荷增容，将面临着地下电缆通道空间有限、新增干线敷设困难的局面。超导电缆的应用，将使城市配电网的结构更为简单合理，为实现高密度供电提供技术基础。

2.3.4 超导变压器

超导变压器将具有体积小、质量轻、损耗低、无火灾隐患的优点。特别是容量大于 30MVA 的场合，超导变压器具有更为明显的优势。此外，超导变压器还具有一定的短路电流限制功能。一些特殊场合，如地下变电站或电力机车，对电气设备的占地有严格限制，超导变压器也能发挥其体积小的优势。因此，超导变压器在输配电系统中具有广阔的应用前景，对于减少电气设备占地、实现变电站的紧凑化具有重要的意义。

2.3.5 超导电机

超导电动机的主要应用对象是大型舰船的电力推进系统，其高功率密度有助于减少电机的体积和质量。超导同步发电机的主要应用是同步调相机组，可用于对电网进行无功功率补偿，以改善电压品质和电网的稳定性。

2.3.6 超导灵活交流输电系统

正如国际电力工业界所说的那样，超导电力技术和电力电子技术是电力工业的两大发展方向。因此，有机地结合超导电力技术和电力电子技术的优势而形成的新型 FACTS 装置也将是超导电力技术的重要发展方向之一。传统的 FACTS 装置主要基于电力电子技术和电力电容器技术，如果能够将超导线圈引入 FACTS，可以大大拓展 FACTS 的功能。

3 超导电子学应用技术

超导电子学应用技术主要包括以超导薄膜为基础的微波通信应用技术（如滤波器、谐振器、延迟线、限幅器等）、以结型器件为基础的超导量子干涉仪（SQUID）、超导芯片和 THz 高频应用技术等。目前，得到实际应用的主要是

SQUID，超导滤波器已进入示范运行阶段。

3.1　超导量子干涉仪

超导量子干涉仪（SQUID）的灵敏度比现有其他任何方法都高 2～3 个数量级，可探测强度为地磁场十亿分之一到百亿分之一的磁信号，在微弱电磁信号检测领域具有不可替代的优越性，在生物磁学、无损检测、扫描磁显微镜、大地电磁测量及军事等领域有广泛的应用价值。

由于可以检测到非常微弱的电磁信号，因此利用 SQUID 可以检测到心脏的磁场，从而得到人体的心磁图。目前，利用 SQUID 得到的心磁图来进行心脏医学研究和心脏病诊断方面的研究在国际上相当活跃。研究结果表明：从心磁信号中可以看到很多心电图不可能得到的信息，因此，心磁图正在从研究阶段快速走向临床诊断应用。近两年来，国外已有公司开始专门生产能工作于液氮温度的低温 SQUID 心磁图仪。北京大学和中国科学院物理研究所已经研制出具有完全自主知识产权的高温 SQUID 心磁仪，所建立的高温 SQUID 心磁测量系统可以在简易磁屏蔽环境下测量人体和兔子的心磁信号，并用于临床试验，取得了较好的试验效果。

SQUID 的另一个很有前景的领域在地球物理方面，特别是与地震有关的大地断层探测和石油探测。这类探测常常需要了解几公里到几十公里深的大地构造。在电磁勘测方法中，其频率响应在 0.1Hz～0.001Hz 的范围，常规感应线圈探头因其低频灵敏度按 $1/f^{2/3}$ 下降而没有足够灵敏度，SQUID 明显优于感应线圈。20 世纪 80 年代 SQUID 已在该领域实际使用，但由于野外使用液氦不便、费用昂贵和勘探投入减少，该技术未得到推广。高温超导体发现以来，液氮温区的 SQUID 大大促进了应用的发展。近年来，通过对器件进行适当的几何设计，大大降低了工作在地磁场中的 SQUID 的低频噪声，SQUID 在地球物理方面应用已不存在技术上的困难。

SQUID 还可以应用于无损检测。例如，在对飞机、混凝土结构中的受力钢筋等十分重要的对象的无损检测中，传统的声学、热学、电磁学技术由于缺少足够的空间和深度分辨率而不能令人满意。SQUID 具有高灵敏度和优良的低频性能，因而有明显优越性。由于需要工作在工场车间那样较差的环境中，不仅要求能够抵消干扰、提高信噪比，而且要求仪器有足够高的抗震和抗摆性能。德国已研制出能在无磁屏蔽条件下工作的 SQUID 磁梯度计，并在法兰克福机场飞机维修车间用于飞机轮毂检测。SQUID 在无损检测方面，已经开始向商业化迈进。

目前，国际上已有高温 SQUID 产品，灵敏度从 100fT/$Hz^{1/2}$ 到 1fT/$Hz^{1/2}$，并已形成小规模市场。实验室中最好的 SQUID 灵敏度约为 13fT/$Hz^{1/2}$，SQUID 产业年产值已达 1 亿美元。

3.2　超导滤波器

超导双面膜不仅有优异的电性能指标和极低的微波表面电阻（比铜的表面电阻要低 10～1000 倍），而且易于集成，采用超导薄膜制备的微波器件具有插入损耗小、品质因数 Q 值高、色散小、能耗低、体积小和质量轻等优点，其性能优于常规器件。因此在滤波器、谐振器、传输线、延迟线、天线、开关、限幅器、移相器等微波通信方面均具有重要的应用价值。

当前移动通信中存在频率资源紧张、抗射频干扰能力低、基站覆盖面积小、通话质量差等问题，少量的射频干扰就会导致第三代移动通信系统的瘫痪，而超导滤波器恰好是解决这一矛盾的有效手段。美国 STI 公司已与日本 KDD 和 Hitachi 公司合作，完成了使用超导滤波器子系统的 3G 移动通信系统的试验，证明可以在覆盖面积、容量、误码率、抗干扰能力及接受机功率等方面大幅度地改善 3G 系统原有的性能。目前，美国已有上千套高温超导子系统在基站试验运行，在改善通信质量、扩大基站覆盖范围、减少掉线率等方面获得优异效果。日本 KDD 公司已筹划在第三代移动通信中使用超导滤波器产品。

在军用领域，美国已将超导滤波器成功应用于预警机以及“宙斯盾”等系统中；美国 Conductus 公司研制的超导数字瞬时测频接收机系统专门用于美国空军 ALR－74 和海军 AN/WLR－11 预警接收机的雷达系统上；美国 NRL 目前正在进行研究，将舰载多普勒雷达中引进高温超导高性能带通滤波器和液氮温区工作的低噪声放大器，以改进在海洋杂波群中识别小目标的能力，对掠海面突防导弹进行监测。

我国成都电子科技大学研制的高温超导微波器件及子系统的性能指标已接近或达到国际同期先进水平，所研制的高温超导高灵敏度接收机前端系统于 2006 年初在宽带数字集群系统中成功试用，改善接收灵敏度达 6dB，大大改善了通信质量。清华大学研制的移动通信用高温超导滤波器子系统，已于 2004 年 3 月与中国联通联合进行了现场通信试验，移动通信的性能获得较大幅度的提高。在此基础上，他们还在北京建立了包括 30 套超导滤波器子系统的高温超导移动通信应用示范小区。中国科学院物理研究也研制出高性能的高温超导滤波器并成功地进行了空间环境模拟试验、卫星接收机前端地面实验以及气象雷达现场试验。

4　超导技术展望

实现超导技术的广泛应用需要解决多方面的科学技术问题，特别是进一步提高超导材料的临界温度和应用性能、提高低温制冷系统的效率及使用寿命等十分关键的问题。超导技术广泛涉及电气工程、物理学、材料科学、低温与制冷工程、自动控制与信息技术等多门学科，属于涵盖多学科的交叉。图 19.1-1 列出了从超导材料到电网运行等各个环节所涉及的关键科学技术问题，实现超导技术的实用化，需要从实用化超导材料的制备、超导材料的物理特性及其相互关系、超导磁体技术、超导装置的原理与优化设计研究、超导装置的运行控制及实时在线检测、超导装置的动力学特性及匹配协调运行、高效低温制冷技术等多个环节入手。以本篇主要涉及的超导电力技术为例，其目标是将超导材料应用于电力工业，主要研究内容包括如下几个方面：

（1）超导材料的电磁物理特性：重点包括复合超导材料的稳定性结构、超导带材的电磁特性及其与应力、外加磁场、温度、导体结构之间的关系，交流损耗及快速充放电损耗，多股超导线的电磁耦合、均流及热稳定性问题、电磁暂态过程、磁通运动等；此外还包括高温超导块材的磁屏蔽特性、电流模型、交流损耗以及在快速运动下的电磁特性。

（2）超导磁体物理基础：重点包括交流和快速充放电超导磁体的稳定性、失超传播、失超恢复过程和失超保护，电磁暂态过程及其与磁体结构、冷却方式、电磁场和电流变化的关系；绝缘材料在低温下的放电机理和超导磁体的低温高电压绝缘结构等。

（3）超导电力装置的在线检测与控制技术的研究：主要包括故障的快速检测、判断和预测，电能质量和系统稳定性的实时同步跟踪，相应的应对措施、控制策略、控制方式和

拓扑结构。

（4）超导电力装置的动力学建模研究：重点研究各种装置的稳态、暂态和动态过程动力学特性，建立相应的数学物理模型，掌握其与拓扑结构、控制方式和电磁暂态特性之间的关系。

（5）超导电力装置与电网的匹配协调运行：主要包括装置的电磁兼容、谐波治理、动态特性及与电网稳定性的关系，电网对装置动态特性的要求和多台、多种装置的并网协调运行。

（6）含超导电力装置的电力系统的理论问题：重点研究基于超导电力技术对传统电网进行改造的相关课题，包括城市高密度配电、分布式电力系统和全国互联大电网的动态稳定性、经济运行、优化控制，提高电能质量和供电可靠性，能量管理体系的优化设计与运行等。

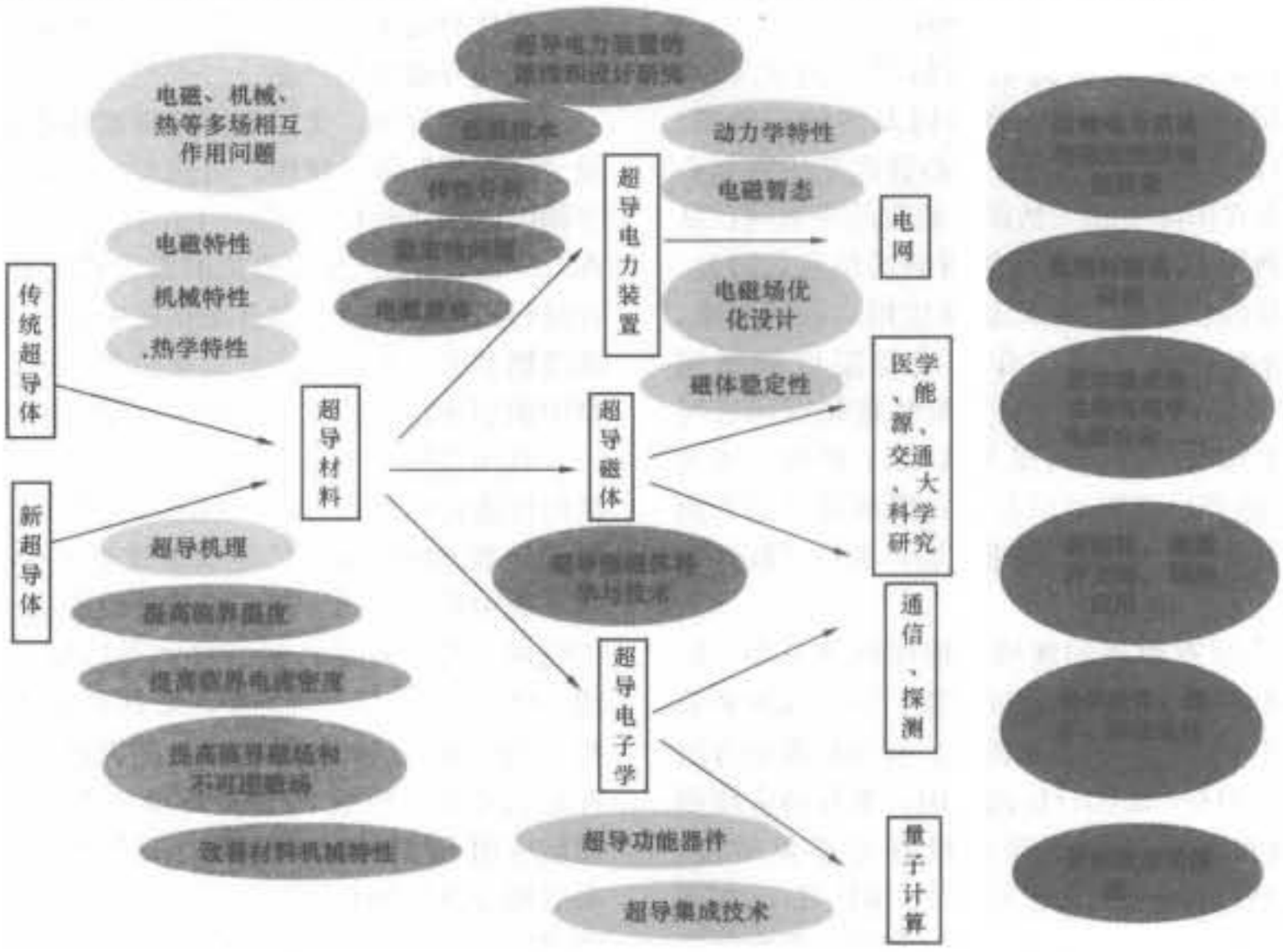


图 19.1-1 发展超导技术所涉及的关键科学技术问题

在解决以上问题的基础上，要实现超导电力技术的规模化应用，还必须提高超导电力装置的长期运行安全性和可靠性，降低运行维护成本。而要达到这个目标，必须解决制约超导电力技术实现规模化应用的两个瓶颈问题，即提高超导材料的临界温度和应用性能、提高制冷系统的效率和使用寿命。目前电力应用超导材料研究的指标是研制千米级第Ⅱ代高温超导带材，在柔性金属基带、阻隔层和超导层的合成工艺方面取得突破，使工程电流密度达到 10^4 A/cm^2（77K，3～ 5T）；其后，还需进一步提高超导材料的临界温度，例如，研制临界温度达 250 ～ 300K 以上的常温超导体，使其工程电流密度达 10^4 A/cm^2（250 ～ 300K，3～ 5T），机械强度大于 200MPa，可加工性和柔性良好等。在高效长寿命大冷量制冷机方面，目前可供超导电力应用选择的有 G-M 制冷机、斯特林制冷机和逆布雷顿循环制冷机，需解决制冷系统优化设计、低漏热制冷系统流程设计、制冷系统在线检测与故障诊断技术、制冷量自适应控制技术、活塞式制冷机交变流蓄冷器传热、填充结构及蓄冷材料、大冷量冷头换热器传热机理及高效传热表面优化设计等问题。制冷机的技术指标需达到 77K 下，单台制冷机制冷量大于 500 W、效率大于理想卡诺循环效率的 30%～ 70%、免维护使用寿命大于 3 万 h。

随着相关技术得到进一步的发展，超导电力技术将会快速发展。据国际超导界预测，今后 10 年是超导电力技术在国际竞争中取得优势的关键时期，高温超导电力技术将在 2015 年左右达到实用化水平，并形成具有一定规模的产业；到 2020～2030 年，超导电力技术的市场可望达到 750 亿美元以上。美国能源部认为超导电力技术将是 21 世纪电力工业唯一的高技术储备，发展高温超导电力技术是检验美国将科学发现转化为应用技术能力的重大实践，而日本新能源开发机构（NEDO）则认为发展超导电力技术是在 21 世纪的高技术竞争中保持尖端优势的关键所在。

第2章　超导电性基础

能够在一定温度下呈现超导电性的物质称为超导体，除零电阻外，超导体的基本物理特性还包括完全抗磁性和约瑟夫森效应。自 20 世纪初发现汞的超导电性以来，近百年来又发现了数千种超导体，包括几十种元素，主要是过渡金属，以及大量双元素和多元素化合物。已发现的超导体中，应用较广泛的有 NbTi、Nb_3Sn，Bi-系和 Y-系高温超导体、MgB_2 等。

1　超导体的基本特性

1.1　零电阻和完全抗磁性

超导体的零电阻特性表现为在一定温度下可以无阻地传输一定强度的直流电流。将超导材料制成一个闭合环路，并设法在其中激发电流，可形成持续数年没有明显衰减的“持续电流”现象。通过持续电流实验测得的超导体电阻率上限小于 $10^{-26}\Omega\cdot cm$，可见超导体的零电阻并不是通常的极小电阻，而是载流子不受散射等作用的影响。

超导体与电阻为零的“理想导体”不同，如图 19.2-1 所示，1933 年发现的迈斯纳（Meissner）效应表明，超导体在磁场中的行为与外加磁场的次序无关，而是始终呈现内部没有磁场的状态，即超导体具有完全抗磁性。这一特征表明超导态是一种独特的物理状态。由于完全抗磁性，外磁场无法进入超导体内部，这就使带有磁场的物质靠近超导体时呈现排斥作用。

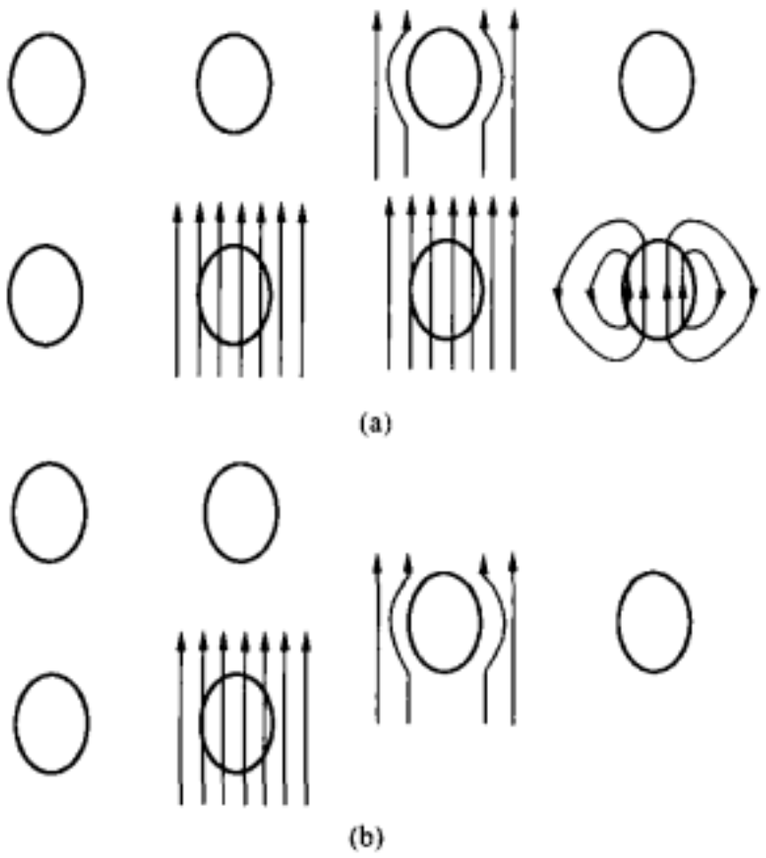


图 19.2-1　“理想导体”的磁性与超导体的完全抗磁效应对比

（a）理想导体的磁性；（b）超导体的完全抗磁效应

零电阻和完全抗磁性是判断一种物质是否具有超导特性的重要证据。通常，人们采用“四引线”法测量超导体的电阻，即在样品两端安置一对电流引线和一对电压引线，对样品通以电流，并测量这对电压引线上的电压来计算出样品的电阻值。在测量超导体的电阻时，通常可用降低超导体温度的方法使之进入超导态，这样可以观测到一个电阻迅速降低的转变过程。超导体的完全抗磁性则可通过测量磁化率的专用仪器测出。对于不纯或晶格结构有缺陷的超导体样品，一般测得的相对磁化率并不是−1，仅能测到一个较明显的抗磁信号。同时，如果样品的纯度低或缺陷明显，导致样品中超导成分占的比例较小，也可能测不到“零电阻”，而只是表现为电阻的明显下降。最后，大多数情况下测得的“零电阻”并非真正的零值，而是取决于电阻测量仪器的分辨率。因此，验证一种物质是否为超导体时，不仅要对其进行电阻和磁化率测量，还需要综合利用多种其他物理、化学研究手段进行验证。

1.2　临界参数

只有环境温度下降到低于一定值时超导体才开始呈现超导现象，这一转变称为超导转变，转变前超导体的状态为其“正常态”，转变后则为“超导态”。超导体从正常态转变到超导态的温度称为临界温度，记作 T_c。对于一般超导材料，其超导转变通常发生在 T_c 附近的一个温度范围，这个范围称为转变宽度，高纯、单晶、无应力的金属超导体样品转变宽度可小于 $10^{-3}K$，实用高温超导材料由于内部的不均匀性等原因，转变宽度常在 0.5～1K 水平。

早期用超导金属如汞、铅等制作超导磁体的尝试并不成功，因为随着线圈产生的磁场升高，这些金属很快就失去了超导特性。迫使超导体失去超导特性的磁场为超导体的临界磁场，记作 H_c。在小于 T_c 的不同温度下，H_c 是一个随温度变化的值，一般随温度降低而提高，而绝对零度时的临界磁场，记作 $H_c(0)$，是一个只与材料本身特性相关的物质常数。类似于临界温度，超导体在临界磁场附近的超导—正常态转变也有一个宽度。

在超导体中通以电流时，随着电流的增加，超导体也将在某一特定电流值以上失去超导特性，这一电流值被称为超导体的临界电流，记作 I_c。由于 I_c 与超导体的载流截面积 S 成正比，在科学和工程上人们更常用的是临界电流密度 $j_c=I_c/S$。随着承载电流增加发生的超导体向正常态的转变往往也不是突变，为此人们定义了临界电流的工程判据，即当超导体两端的电压达到 $1\mu V/cm$ 时，超导体承载的电流密度记为其工程临界电流密度。

如图 19.2-2 所示，超导体的 T_c、H_c 和 j_c 互相关联，超导体在环境条件位于它们构成的曲面以下时呈现超导态，在这个曲面以上则转变为正常态。已发现的超导体 T_c 最高约 160K；实用超导材料 H_c 可超过 25T，理论最高值达 100T 以上；高温超导外延薄膜 j_c 高于 $10^7 A/cm^2$。

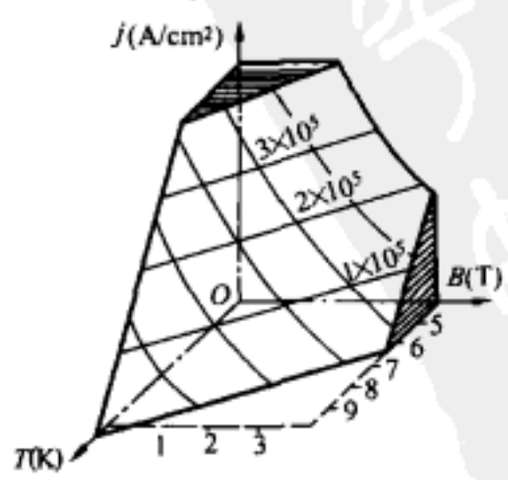


图 19.2-2　超导体三个临界参数及其相互关系

1.3 约瑟夫森（Josephson）效应

超导体发现之初，人们并不了解其微观根源，直到 20 世纪 60 年代才从理论和实验两方面证实了超导现象是一种宏观量子现象，超导电流是由互相耦合的电子（或空穴）承载的。基于这一基本假设，约瑟夫森预言并观测到了两块超导体在相距一个小距离时的弱耦合效应，即约瑟夫森效应。约瑟夫森用如图 19.2-3 所示的超导结验证了他所预言的效应，结由两块超导体及中间夹的一薄层绝缘体构成，称为超导隧道结，约瑟夫森效应因此也称为超导隧道效应。

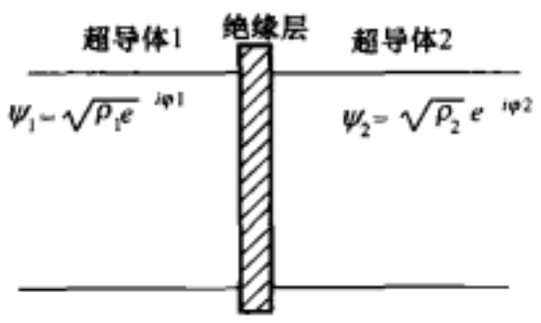


图 19.2-3 超导隧道结示意图

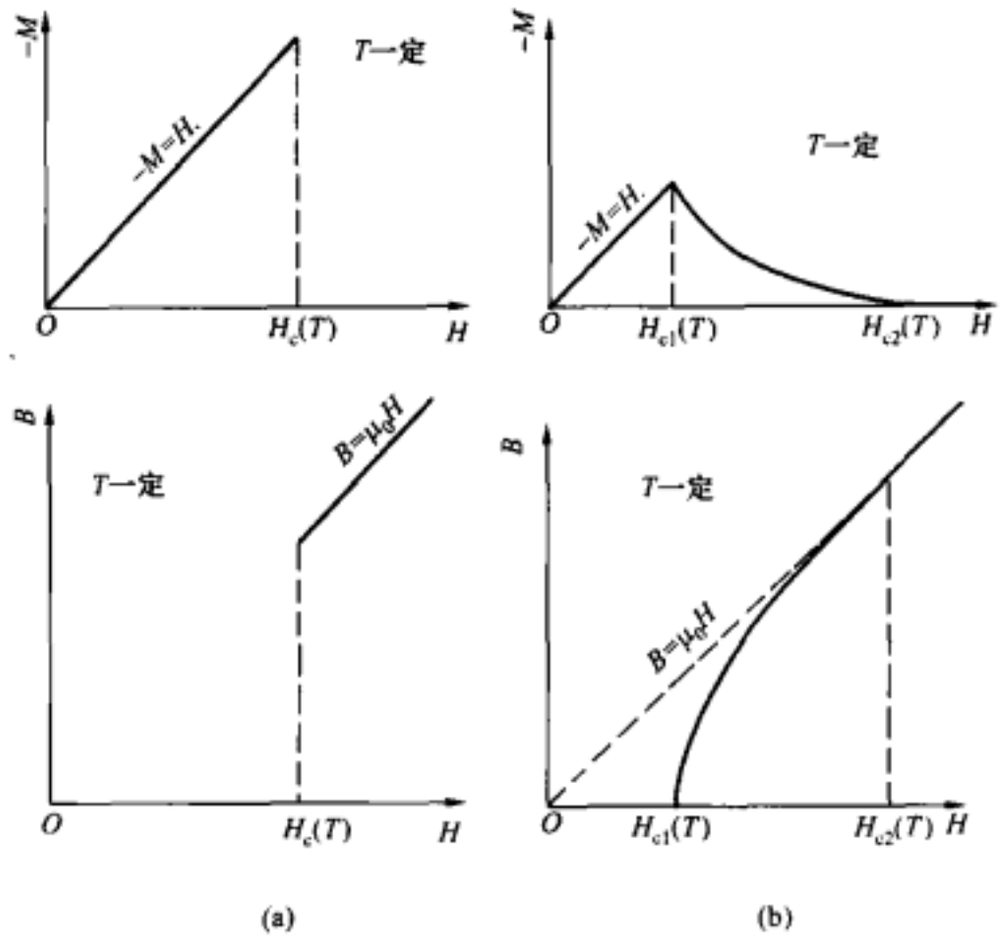
约瑟夫森效应有直流和交流两种情况，前者结两侧没有电压，隧道电流 $j_s=j_c\sin\varphi_0$，这里 j_c 是约瑟夫森结的临界电流，φ_0 是两块超导体中电子对波函数之间的相位差；后者出现在超导结两侧存在直流电压 V 时，此时超导结上的电流是振幅为 j_c，频率为 $2eV/h$ 的交流电流，这里 e 是电子电量，h 是普朗克常数。约瑟夫森效应目前已广泛应用于超导电压基准、超导谐振腔、超导滤波器和超导量子干涉仪（SQUID）等领域中。此外，在高温超导体等带有陶瓷特征的超导材料中广泛存在的弱连结现象也常用约瑟夫森结阵列模型来描述。

2 超导体的分类

实验发现，对超导体加外磁场时，随着磁场增加，一些超导体在因外磁场超过临界磁场而失去超导电性前始终不允许磁场穿入，另一些则允许磁场穿入其一部分，使超导体进入内部局部正常区与超导区相间的状态，同时仍保持零电阻。据此，人们把超导体分为完全不允许磁场穿入的第Ⅰ类超导体和允许磁场部分穿入的第Ⅱ类超导体。大部分元素超导体属于第Ⅰ类，多数化合物超导体，如 NbTi、Nb_3Sn、MgB_2 和高温超导氧化物等都属于第Ⅱ类。

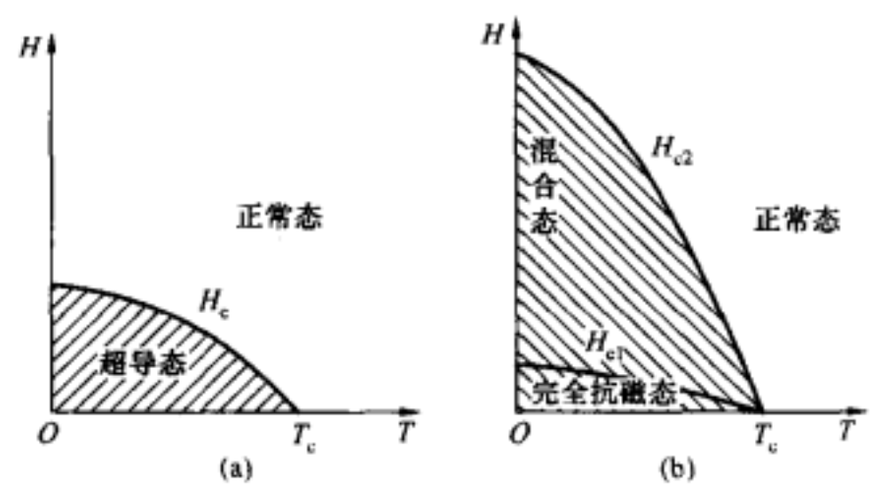
2.1 第Ⅰ类和第Ⅱ类超导体

第Ⅰ类超导体具有如图 19.2-4（a）所示的磁化特性，在其处于超导态时，内部没有磁场，超导体内的磁感应强度 $B=0$，随着外加磁场的提高，当达到临界磁场 H_c 时，立即完全转变到正常态。第Ⅰ类超导体由于 H_c 较低，通常无法在强磁场下应用。第Ⅱ类超导体有所不同，纯净、没有内部缺陷的“理想”第Ⅱ类超导体的磁化曲线如图 19.2-4（b）所示。当外磁场很低时，第Ⅱ类超导体与第Ⅰ类超导体一样，内部完全没有磁场，随着外加磁场的提高，达到下临界磁场 H_{c1} 时，磁通线开始穿入超导体，形成局部正常区“孔洞”，此时超导体内部的磁场不为零，但仍保持零电阻状态。进入第Ⅱ类超导体内的磁场通常可形象地描述为细线的形式，称为磁通线。磁通线外被一超导电流环绕，以保证超导体内其他部分没有磁场。这一电流也称涡旋电流，因此第Ⅱ类超导体局部被磁场穿入的状态可称为混合态或涡旋态。随着外磁场增强，穿入超导体内的磁通线增多，直到外磁场达到上临界磁场 H_{c2} 时，超导体完全转变为正常态。第Ⅱ类超导体的 H_{c1} 通常很低，但 H_{c2} 可以很高，因此第Ⅱ类超导体具有在高场下工作的潜力。图 19.2-5 是第Ⅰ类和第Ⅱ类超导体的相图。



(a) (b)

图 19.2-4 第Ⅰ类超导体和第Ⅱ类超导体的磁化曲线
（a）第Ⅰ类超导体；（b）第Ⅱ类超导体



(a) (b)

图 19.2-5 第Ⅰ类超导体和第Ⅱ类超导体的相图
（a）第Ⅰ类超导体；（b）第Ⅱ类超导体
注：阴影部分为零电阻状态。

引入界面能参量 $\kappa=\lambda/\zeta$，其中 λ 是超导体的穿透深度，ζ 是超导体的相干长度。$\kappa<1/\sqrt{2}$ 的超导体具有正界面能，在超导体内建立局部正常区时会提高总能量，使超导态不稳定，这类超导体就是第Ⅰ类超导体；$\kappa>1/\sqrt{2}$ 的超导体具有负界面能，当超导体内存在局部正常区时总能量较低，允许磁场穿入形成稳定的正常区“孔洞”，这类超导体就是第Ⅱ类超导体。穿入第Ⅱ类超导体的磁通线呈量子化特征，因此也被称为磁通量子。量子磁通线随着外磁场增强逐条进入超导体内，磁通线间互相排斥，因此在稳定状态磁通线呈对称的晶格状排布。当超导体处于电场中时，外加电场使载流子向统一的方向流动，产生电流。电流和磁通格子间的作用力为 $f_L=j\times\phi_0$，j 是传输电流密度，ϕ_0 是正常芯的量子磁通。$E=v_L\times B=v_L\times n\phi_0$ 是运动磁通涡旋产生的电场，v_L 是涡旋线速度，n 是每单位面积磁通格子数目，$B=-n\phi_0$。在纯净、没有缺陷的理想第Ⅱ类超导体中，由于没有阻碍磁通运动的力，随着时间增加，涡旋线加速，电场 E 应该随时间增加，但实验观察 E 是恒定的，表明在磁通线的运动过程中存在黏滞阻力 $\eta v_L=f_L$，η 是黏滞系数，由此产生的功率损耗为 $P=jE$，相应的磁通流阻为 $\rho=E/j=B\phi_0/\eta$。当外磁场在 $H_{c1}<H<H_{c2}$ 范围内时，超导体的磁通流阻为 $\rho_f=\rho_n H/H_{c2}$。其中 ρ_n 是超导体的正常态电阻率。

2.2　非理想第Ⅱ类超导体

理想第Ⅱ类超导体由于存在磁通流动，不适于无阻承载电流。然而，如果超导体中存在晶格位错或杂质等缺陷，量子磁通线的运动可被阻碍，则有可能无阻承载较大电流，这种超导体也称为非理想第Ⅱ类超导体，它就是通常的实用超导体。能够阻碍磁通运动的缺陷称为“钉扎中心”，其阻碍磁通运动的作用称为“钉扎作用”。磁通线遇到钉扎中心时将停留在该处，不能自由运动，直到其所受的电磁力超过钉扎力。假定每单位长度的钉扎力为 f_p，当达到力的平衡状态时有 $f_p=j_c\phi_0$，其中 j_c 是临界电流密度，ϕ_0 是磁通量子。钉扎力是磁通线在超导体中运动所必须克服的阻力。在磁通线被钉扎的情况下，通过超导体的传输电流不会造成磁通黏滞流动，所以不会产生电阻损耗。为提高载流能力，人们往往有意在超导材料中引入缺陷、杂质等来加强钉扎作用。

由于磁通钉扎作用，非理想第Ⅱ类超导体的磁化行为是不可逆的，并且存在体磁场梯度和体传输电流。典型非理想第Ⅱ类超导体的磁化曲线如图 19.2-6 所示。不同于理想第Ⅱ类超导体，当外磁场改变时，穿入非理想第Ⅱ类超导体内的磁通线不能自由运动，因此其磁化曲线表现出类似铁磁材料的磁滞现象。当外磁场从零开始增加时，在 $0<H<H_{c1}$ 段，超导体处于完全抗磁态，内部没有磁场，相对磁化率为 -1；当外磁场增加，进入 $H_{c1}<H<H_{c2}$ 段时，磁场以量子磁通线的形式逐步穿入超导体，但这一过程受到缺陷的阻碍，使得磁化曲线在这里滞后于外磁场的增长，直到 $H>H_{c2}$，超导体完全进入正常态，磁化率接近于 1；反之，当外磁场降低时，缺陷同样会阻碍磁场退出超导体，造成磁化曲线在相反方向的滞后，这时可以说超导体“俘获”了一部分磁场，其强度与钉扎作用成正比。

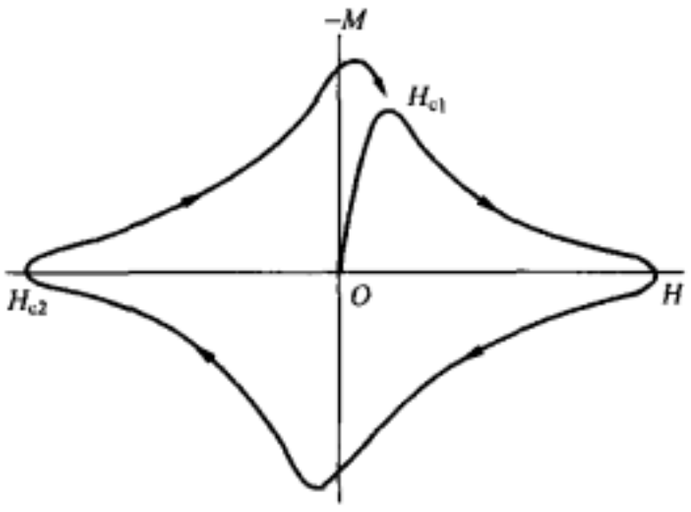


图 19.2-6　非理想第Ⅱ类超导体的磁化曲线示意图

2.3　临界态模型和磁通运动

存在外磁场 B 而没有传输电流时，非理想第Ⅱ类超导体中的钉扎力与电磁力是处处平衡的，在磁场所穿透的部分，超导体中感应的屏蔽电流密度等于临界电流密度 j_c，此状态称为临界态。当 B 进一步增大，磁通线便进一步渗透超导体，如图 19.2-7 中的 1、2、3 所示。描述 j_c 与 B 关系的模型称临界态模型，它是考察实用超导体电磁特性的一个重要工具。

Bean 和 Kamper 在 1962 年和 London 于 1963 年提出的临界态模型称毕恩模型，它假定 j_c 与 B 无关。如图 19.2-7 所示，在此假定中，钉扎力与 B 的一次方成正比，此时超导体内的磁通分布 $B(x)$ 是随着穿入深度 x 的增加逐渐减小的线性函数，且其斜率与临界电流密度 j_c 成正比。因此，在磁通渗透超导体的过程中，超导体温度保持均匀，并且是等温过程；动态和静态过程中的 j_c 相同；在变化的磁场中，

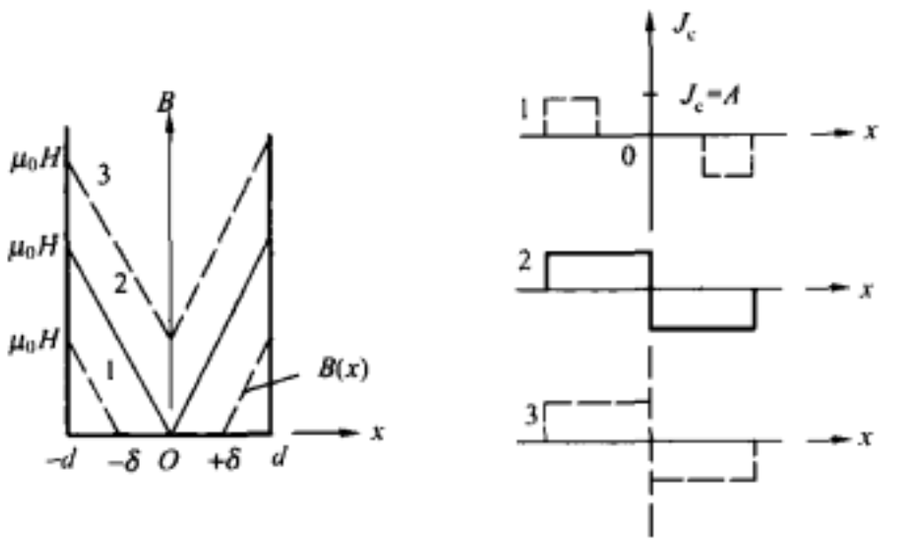


图 19.2-7　毕恩模型下的磁场穿透及临界电流情况示意图

电流和磁场的重新分布时间非常短。在非理想Ⅱ类超导体中，当外磁场增加时，在超导体的表面感应电流密度高于 j_c，因而使超导体呈现出电阻，进而使表面电流衰减，同时磁通开始穿透到超导体内部。当电流开始衰减到等于 j_c 时，磁通穿透过程停止，超导体的表面电流保持恒定。在磁通没有穿透的部分，电流为零。因此在外磁场中的超导体要么处于临界态，那里电流密度保持在 j_c，要么电流密度为零。如果超导体的传输电流或外磁场增大，电磁力大于钉扎力，磁通将呈现黏滞运动。对于一般情况下的磁场理论，超导体内的磁场可描述为

$$\nabla\times B=\pm\mu_0 j_c \tag{19.2-1}$$

在毕恩模型中，j_c 是与 B 无关的常数，但事实并非如此，金（Kim）等修正了这一假设，将最大钉扎力取为常数，得到二次曲线形式的磁通分布，但这也不能完全反映实验事实。

临界态模型可用于解释超导体中的磁热不稳定行为。在绝对零度，穿入超导体中的磁通线分布是稳定的；在高于绝对零度的温度下，超导体中的磁通线受到热涨落现象的影响，当磁通线获得的涨落能超过钉扎势能时，磁通线被热激活，有可能脱离当前的钉扎中心，运动到下一个钉扎中心，这种运动具有显著的随机性，被称为磁通蠕动或磁通跳跃。其中磁通蠕动指磁通缓慢地通过钉扎中心从高磁场区向低磁场区运动，磁通跳跃则是磁通快速地从一个钉扎中心跃迁到另一个钉扎中心。随着温度升高，磁通运动加剧，最终呈现近似自由流动的状态。载流超导体中的磁通运动会产生电阻，并将部分电能转变为热，在超导体中散发出来，这一过程很可能导致进一步的磁通运动，进而使整个超导体失去超导电性，这一现象称失超。

在高温超导体和其他一些超导材料中，人们还发现，当外磁场高于一定值时，这些超导体内的磁通运动不受钉扎作用的影响，磁通线可无阻地进入和退出，但随着磁场降低，磁通运动又成为不可逆的。在一定温度下，磁通线由可逆运动转为不可逆运动的磁场被称为超导体的不可逆场，记作 H_{irr}。同时，在外磁场一定时，超导体开始发生磁通不可逆运动的温度称为超导体的不可逆温度，记作 T_{irr}。在高温超导体中，$H_{irr}<H_{c2}$。对于实用超导体，H_{irr} 和 T_{irr} 决定了其可用的最大磁场和最高工作温度，通过改进超导材料的制备工艺，加强钉扎作用，可提高 H_{irr}，它的理论上限就是当前温度下的 H_{c2}。一般认为，高温超导体的磁通可逆运动与热激活有关，在一定温度和磁场下，高温超导体内的有效钉扎势会变得很小，使被钉扎的磁通线脱钉，呈现类似理想第Ⅱ类超导体中的磁通可逆运动。在图 19.2-8 所示的 Bi-2212 粉末磁化强度与温度关系中可明显看出高温超导体磁化的可逆与不可逆过程。

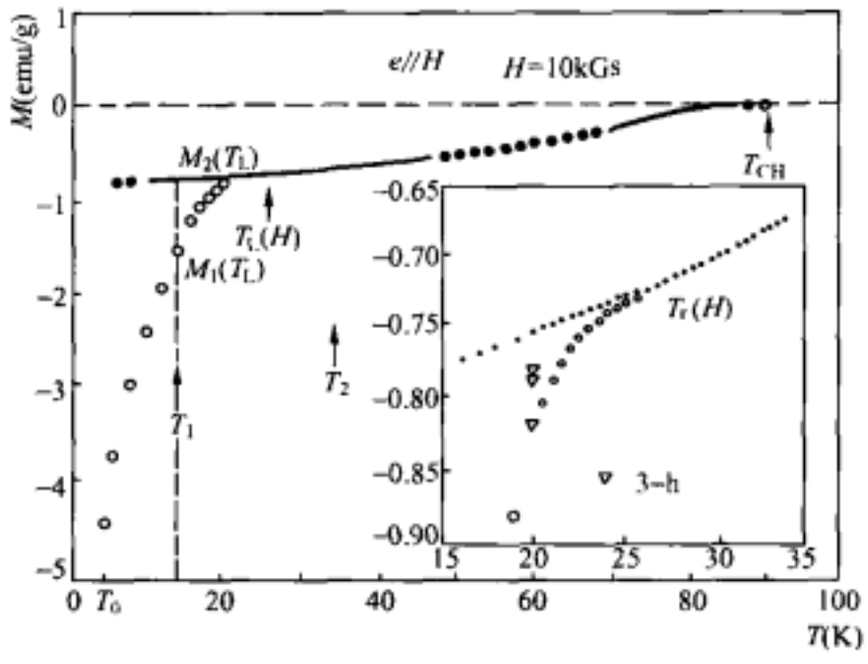


图 19.2-8 Bi-2212 粉末样品的磁化率—温度关系曲线

2.4 超导体中的电压—电流关系

超导体的临界电流 I_c和临界磁场 H_c是互相关联的，在无外磁场而有传输电流时，超导体中唯一的磁场是电流所产生的自场，而在无传输电流时，超导体内的磁场完全取决于外磁场。据此，西尔斯比（Silsbee）假设，超导体可以无阻承载电流的条件是传输电流产生的磁场和外磁场之和小于临界磁场 H_c，这就是所谓“西尔斯比”定则。如图 19.2-9 所示，直流条件下，随着电流增加，起先超导体处于零电阻状态，两端电压为零。当电流接近 I_c时，超导体两端开始出现电压，并迅速上升，直到超导体完全进入正常态，其两端电压 U 满足欧姆定律 $U_n = IR_n$。这里 I 是工作电流，R_n是超导体的正常态电阻。需要指出的是，在根据工程临界电流定义的 I_c处，U 等于 1μV 乘以厘米为单位的超导体长度，通常 $U<U_n$。在从零电阻态到正常态过渡的过程中，一般可用如下的函数形式模拟超导体的电压—电流关系

$$U = U_0 \left(\frac{I}{I_c}\right)^n \tag{19.2-2}$$

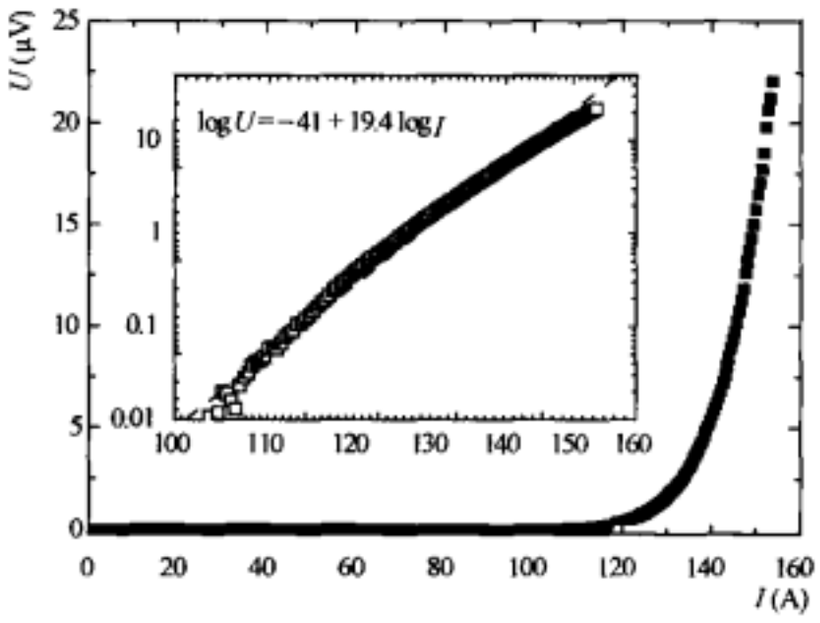


图 19.2-9 高温超导带材在 77K，自场下的电压—电流曲线

注：内插图为指数坐标下的电压—电流关系。

这里，U_0和 n 是拟合参数，U_0代表 $I=I_c$时超导体样品两端的电压，n 则是表征超导体在工作电流接近 I_c时随电流增加向正常态转变剧烈程度的参数。考虑到结构和杂质分布的不均匀性，实用超导体样品内各部分从超导态向正常态的转变通常不会是同步完成的，因此在电压—电流关系上会表现出一定的转变宽度。假定临界电流密度 j_c是仅与样品微观特性有关的物质参量，在样品完全均匀的情况下，n 值趋向于无穷大，因此一般认为 n 值越大，超导体的均匀性越好。在实际应用中，特别是在超导磁体和超导电力应用装置等需要使用超导长带的场合，不仅要考虑临界电流，也不能忽略 n 值的影响。实用超导材料如多丝复合 NbTi 线的 n 值可达 40 以上，高温超导体的 n 值较低，Bi 系高温超导带材的 n 值一般不超过 20，YBCO 涂层导体的 n 值比 Bi 系带材高一些。

值得注意的是，氧化物高温超导体是一类陶瓷性材料，晶粒之间往往存在一定的紊乱区或晶粒取向角度的差异，这些减弱了晶界区域中的超导耦合，形成所谓的“弱连结”效应。弱联结的作用机理类似于约瑟夫森结，会降低高温超导体的整体 j_c，在实用超导材料中应尽量避免或减少弱联结的影响。弱联结现象与高温超导体的结构和超导耦合作用机理有关，其中十分重要的一个因素是高温超导体的各向异性，即在高温超导单晶中，沿不同方向传输电流时，j_c等参数有着明显的差异。通常实用高温超导材料的整体 j_c远小于其理想值。

2.5 交流损耗

只有在稳定直流情况下超导体才完全没有损耗，在承载交流电流或处于交变电磁场中时，由于磁通线的受迫运动，超导体将表现出一定的电磁能量损耗，即交流损耗。对于单根超导细丝或块材，交流损耗主要是磁滞损耗，其机理是超导体在交变磁场作用下，磁通线不断克服钉扎力进入或退出超导体所做的功。通常处理磁滞损耗问题可采用毕恩模型，此时存在电流突变的前沿，或称为磁通穿透的急剧突变前沿部分。在实际过程中，在磁通穿透和未穿透部分的电流衰减是指数变化的，其电流衰减特征长度近似为 0.1μm，只要超导体的尺寸大于这一深度，毕恩模型就可应用。在连续变化的磁场中，磁滞损耗的计算可以看成一系列的磁场和电流的平衡分布，在每一个平衡分布时刻，毕恩模型都是成立的。为了计算磁滞损耗，需要由麦克斯韦方程组决定电场 E 和电流 j 的分布，这个方程通常简化为准静态形式，也就是为了使该方程在计算超导体交流损耗时有效，需满足 $\partial B/\partial t \ll B_p/\tau_m$，式中 B_p是超导丝的穿透磁感应强度，τ_m是磁场在超导丝内的扩散时间常数，这个时间常数可以通过超导丝的直径 d_f，磁通流阻 ρ_f决定，即 $\tau_m = \mu_0 d_f^2/\rho_f$。对丝径为 50μm 的 NbTi 超导丝，磁扩散常数约为 10^{-8}s，因此对于超导体的交流损耗的计算只要外磁场和电流的变化频率小于 1GHz，这个准静态麦克斯韦方程组用于交流损耗的计算总是成立的。对于实际应用的超导电力机械，外磁场的变化范围通常大大小于 10^3Hz，因此采用准静态模型计算超导体的磁滞损耗基本可满足应用需求。

当磁场平行于无限超导块的表面，磁感应强度从零到 B_{max}周期变化，磁滞损耗与频率和超导体体积成正比。每周期和单位体积磁滞损耗如下

$$Q_h = \begin{cases} \dfrac{B_m^2}{2\mu_0}\dfrac{1}{3}\dfrac{B_{max}}{\Delta B_{p0}} = \dfrac{B_{max}^2}{2\mu_0}\Gamma(\beta) & (B_{max} \leqslant \Delta B_{p0}) \\ \dfrac{B_m^2}{2\mu_0}\left[\dfrac{\Delta B_{p0}}{B_{max}} - \dfrac{2}{3}\left(\dfrac{\Delta B_{p0}}{B_{max}}\right)^2\right] = \dfrac{B_{max}^2}{2\mu_0}\Gamma(\beta) & (B_{max} \geqslant \Delta B_{p0}) \end{cases} \tag{19.2-3}$$

式中：参数 $\beta = B_{max}/\Delta B_{p0} = B_{max}/(2\mu_0 J_c a)$；项 $B_{max}^2/(2\mu_0)$表示变化的磁场能量；$\Gamma(\beta)$ 是磁感应强度比值的函数。

在大部分情况下，超导块的表面电流足以屏蔽外磁场的进入。当传输交流电流的超导体仅处于自身电流产生磁场中时，磁滞损耗可写为如下形式

圆或椭圆截面

$$P_{sh} = \frac{\mu_0}{\pi} f I_c^2 \left[(1-i)\ln(1-i) + (2-i)\frac{i}{2}\right] \tag{19.2-4}$$

薄板形截面

$$P_{sf2}=\frac{\mu_0}{\pi}fI_c^2[(1-i)\ln(1-i)+(1+i)\ln(1+i)-i^2] \tag{19.2-5}$$

式中：f 是交流频率；I_c 为超导带材临界电流；$i=I_p/I_c$ 为归一化电流；I_p 是交流电流峰值。

当超导带材仅处于交变平行磁场中时，交流损耗为

$$P_{//}=\begin{cases}\dfrac{2fCA}{3\mu_0 B_p}B_{//}^3 & B_{//}\leqslant B_p\\ \dfrac{2fCAB_p}{3\mu_0}(3B_{//}-2B_p) & B_{//}>B_p\end{cases} \tag{19.2-6}$$

式中：C 为与超导带材几何结构有关的有效因子；A 为带材总截面积；B_p 为全穿透场；$B_p=\mu J_c d/2$；d 为超导带材的厚度；$B_{//}$ 为平行场幅值。

当超导带材仅处于交变垂直磁场中时，交流损耗为

$$P_\perp=Kf\frac{w^2\pi}{\mu_0}B_c^2\beta_\perp\left(\frac{2}{\beta_\perp}\ln(\cosh\beta_\perp)-\tanh\beta_\perp\right) \tag{19.2-7}$$

式中：K 为结构参数；w 为带材宽度；$B_c=\mu J_c d/\pi$ 为特征磁场；$\beta_\perp=B_\perp/B_c$ 为垂直场幅值。

当超导带材既载有交流传输电流，又处于同位相交变平行场中时，单位长度交流损耗为

$$P_{I-B}=\begin{cases}\dfrac{2fCAB_p^2}{3\mu_0}(i^3+3\beta_{//}^2 i) & (\beta_{//}<i)\\ \dfrac{2fCAB_p^2}{3\mu_0}(\beta_{//}^3+3\beta_{//}i^2) & (i<\beta_{//}<1)\\ \dfrac{2fCAB_p^2}{3\mu_0}\left[\beta_{//}(3+i^2)-2(1-i^3)+6i^2\dfrac{(1-i)^2}{\beta_{//}-i}-4i^2\dfrac{(1-i)^3}{(\beta_{//}-i)^2}\right] & (\beta_{//}>1)\\ \dfrac{2fCAB_p^2}{3\mu_0}[\beta_{//}(3+i^2)-2(1-i^3)] & (\beta_{//}\gg 1)\end{cases} \tag{19.2-8}$$

这里 $\beta_{//}=B_{//}/B_p$ 是归一化磁场，$i=I_p/I_c$ 是归一化临界电流，I_p 为传输交流电流幅值。对于传输电流与外磁场不同位相的情况，在二者位相差为 120°时，交流损耗最小。

对于多芯超导线材，在超导丝区域之间稳定基体内流动的横向电流产生将产生耦合损耗，在慢速变化磁场中，单位体积内的耦合损耗为

$$P=\frac{2\tau(B_e)}{\mu_0}\left(\frac{dB_e}{dt}\right)\quad(\mathrm{W/m^3}) \tag{19.2-9}$$

式中：τ 为耦合时间常数；B_e 为外磁场。

在周期变化的横向磁场中，可直接在整个磁场变化的范围内积分方程（19.2-9）得到整体的耦合损耗。与磁滞损耗不同的是，耦合损耗依赖于外加磁场的波形，并且与频率平方成正比。

实用超导材料的超导芯嵌于正常金属包套内，当其处于交变磁场中时，在金属包套内会形成涡流，从而产生涡流损耗。如果 ρ_s 为金属包套材料的电阻率，涡流趋肤深度为

$$\delta=\sqrt{\frac{2\rho_s}{\mu_0\omega}} \tag{19.2-10}$$

这里 ω 为正弦交变磁场圆频率。如果超导带材尺寸大于趋肤深度，那么超导体内部区域被屏蔽，内部磁场幅值小于导体外部磁场值，涡流损耗小于计算值。如果交变磁场的幅值为 B_a，单位长度的涡流损耗为

$$P_e=\frac{2B_a}{\mu_0}\left[\frac{\mu_0\omega^2 w^3 d}{48\rho_s}\right] \tag{19.2-11}$$

括号内项为损耗函数，与磁场幅值无关，与频率的平方成正比。在垂直场情况下，w 代表超导带材的宽度，d 代表其厚度；在平行场情况下，w 代表超导带材的厚度，d 代表其宽度。在 50Hz 下，垂直场下的涡流损耗比平行场大得多，在极高平行场下涡流损耗比较明显。超导体和包套材料之间的相互屏蔽将减小磁滞损耗和涡流损耗。涡流损耗与复合超导带材的有效电阻率成反比，因此为减小涡流损耗应增大基体材料的电阻率。

对于多股超导线组成的超导缆线，其交流损耗分析需要考虑相关的损耗耦合和电流分布，非常复杂。常见的复合超导缆线结构有 CICC 导体和 Rutherford 电缆。前者主要用于托卡马克装置等大电流超导磁体，其耦合电流可在整个长度范围内在股间转移，股间接触电阻取决于超导股的空隙因子；后者主要用于加速器超导磁体和其他快速脉冲超导磁体。

复合多重导体的交流损耗包括超导股内的损耗和超导股间的耦合损耗。由于电阻隔离层的电阻率 ρ_x 大大高于铜壳的电阻率 ρ_b，隔离层并不影响超导股的耦合电流。超导缆线和超导股内的交流损耗一般可单独计算。对于 n 级超导缆线，单位体积的损耗 P_n 为

$$\bar{P}_n=\frac{2\Psi_{n-1}R_{n-1}}{\rho_b e_b\pi(1-\upsilon_{n-1})}\left(\frac{dB_a}{dt}\right)^2\left(\frac{l_p^*}{2\pi}\right)^2\left[1-\frac{r_{n-1}l_{p_{n-1}}^*}{R_{n-1}l_{p_n}^*}\right]^2 \tag{19.2-12}$$

式中：r_n 和 R_n 分别为级半径和复合导体半径；e_b 为外隔离层厚度；ρ_b 为电阻率；ν_n 是第 n 级电缆的填充因子；Ψ_n 是多级导体间接触张角；ε_n 是第 n 级的接触面积的比例，并有 $\varepsilon_n=\dfrac{2\Psi_n}{\pi}$，各超导层通过接触面产生耦合电流，超导股的扭矩应采用有效扭距 l_p^*。

考虑给定接触面不能同时和两个不同级超导层接触，给定级内的耦合电流和其他级耦合电流互不影响，每级耦合电流可单独计算，N 级超导缆线交流损耗的耦合时间常数可表示为 $\tau=\sum_{i=0}^{N}\tau_i$，其中 $i=0$ 时，对应 τ_0 是超导股的时间常数。已知超导缆线的结构，其总交流损耗就可以确定。

Rutherford 电缆的交流损耗计算，考虑慢速均匀分布的变化磁场 B_e，对于电缆的宽面而言 B_e 是横向磁场，电缆的宽为 b，导体的厚度为 c。耦合损耗为

$$P=\frac{2\tau}{\mu_0}\left(\frac{dB_e}{dt}\right)^2 \tag{19.2-13}$$

交叉股 Rutherford 电缆的时间常数为

$$\tau=\frac{\mu_0}{\rho}\frac{l_p^2 b^2}{240c^2} \tag{19.2-14}$$

式中：l_p 为超导股的扭矩；ρ 为两层超导股间的电阻率。

电缆的时间常数和扭矩的平方成正比，和股间接触电阻率成反比。

由于高温超导体的电压—电流（E—J）特性曲线较弯曲，即 E—J 关系中的 n 值较小，毕恩模型并不适于对高温超导体交流损耗的精确分析，应采用有限元等方法进行数值模拟和定量研究。主要可用工具包括 Brandt 分析模型、有限元方法、边界元方法和非线性扩散方法等。其中最简单的是 1996 年 Brandt 发展的考虑超导体的 E—J 关系，电流和磁通在高温超导体内分布的穿透分析方法。通过在二维平面上的网格离散，可得到离散化方程，即 Brandt 方程。设初始条件为零，可在网格点 $k\times m$ 上迭代求解该方程，其求解仅在导体区域，无需任何边界条件，数值处理比较简单，是

目前处理高温超导交流损耗较为普遍的方法。

3 超导电性理论

描述超导体物理特征的模型统称超导电性理论，其中较著名的有二流体模型、伦敦（London）方程、皮帕尔德（Pippard）理论、金兹堡—朗道理论、BCS 模型等。近年来超导电性理论的研究主要集中在高温超导机理研究方面，但目前成果不突出。尽管从微观理论出发可以描述几乎所有超导现象，但实际应用中，选取合适的唯象模型通常更为简便，以下分别介绍几种重要的唯象和微观超导电性理论模型及其所描述的主要超导特征参量。

3.1 超导体的穿透深度和相干长度

超导体的完全抗磁性要求内部磁场为零，即 $B=0$，但流经超导体的电流本身也会产生磁场，而超导体允许一定的电流经过其内部，也就是说，在超导体内并不是绝对不允许磁场穿入。研究表明，进入超导体内的磁场将在一个很小深度内迅速衰减，这个深度被称为穿透深度，记为 λ。1935 年，London 兄弟提出了如下电动力学方程来描述超导体内的超导电流

$$\frac{\partial}{\partial t} j_s = \frac{n_s e^2}{m} E \tag{19.2-15}$$

$$B = -\frac{m}{n_s e^2} \nabla \times j_s \tag{19.2-16}$$

式中：j_s 是超导电流；n_s 是超导载流子密度；m 是载流子的质量；e 是载流子的电荷；B 和 E 分别是超导体内的磁感应强度和电场强度。

研究表明，并非超导体中所有的载流子都参与了承载超导电流，n_s 与超导体的总载流子密度有着明显的差距，那些未参与超导载流的载流子被称为正常载流子，这就是所谓的“二流体模型”。

结合伦敦方程和麦克斯韦方程，可计算出超导体的穿透深度约为 10^{-8} m 量级，磁场在进入超导体后以指数形式迅速衰减，还可推算出在稳态下，即电流和磁场不随时间变化时，超导体内只有无阻抗的超导电流，而在电流和磁场随时间变化时，正常电子也将参与载流，并产生一定的损耗，即交流损耗。

根据伦敦方程，超导体的穿透深度 λ 是只和材料本身特性相关的物质常数，但事实并非如此。1953 年，根据一系列实验结果，皮帕尔德（Pippard）提出，超导体的载流子之间存在一个与电子平均自由程 l 相关的关联长度，并据此将伦敦方程修改为如下的形式

$$j_s = -\frac{1}{\mu_0 \lambda_p^2} A \tag{19.2-17}$$

式中：μ_0 为真空磁导率；A 为磁矢势；λ_p 为皮帕尔德修正后的磁场穿透深度，有

$$\lambda_p = [\xi_0 / \xi(l)]^{\frac{1}{2}} \tag{19.2-18}$$

其中

$$\frac{1}{\xi(l)} \approx \frac{1}{\xi_0} + \frac{1}{l} \tag{19.2-19}$$

这里，ξ_0 是纯净超导体的关联长度，为物质常数，而当电子的自由程 l 减小时，ξ_0 随之显著减小。换言之，杂质和缺陷的存在将迅速减小超导体中载流子之间的超导关联长度。这一理论表明，超导体中载流子之间是相互关联的，并且这种关联有一定的范围，可用关联长度 ξ 来描述，磁场进入超导体中的穿透深度 λ 是 ξ 的函数，并与材料的电子平均自由程 l 相关。这一关联长度在一些金属元素超导体中约为 10^{-4} cm 量级。

3.2 超导体的微观理论

超导现象要求电子之间产生相互吸引的作用，这显然不是电子间静电库仑相互作用所能解释的，1957 年，巴丁、库柏和施里弗提出了著名的 BCS 理论，即电子通过与晶格的相互作用相互吸引，并配对形成超导电子对的模型，成功地从微观角度解释了超导现象，这一理论从此成为超导研究的基础。由这一模型，在 $N(0)V \ll 1$ 的弱相互作用极限下，相互作用能

$$E_{ex} = -2\eta\omega_d \exp\left(-\frac{2}{N(0)V}\right) \tag{19.2-20}$$

为负值，即电子和电子之间具有相互吸引的作用。这里 $N(0)$ 是处于费米面上单位能量间隔的态密度，V 是相互作用势，ω_d 是材料的德拜频率。“弱相互作用”的概念是指电子之间的相互作用较弱，电子近似为自由运动，此时才可用近似独立的能量和动量来描述电子的状态。考虑温度为绝对零度时的理想情况，在正常态，所有电子均占据尽可能低的能态，从而在动量空间凝聚成球体分布，即费米球，其表面就是费米面。在超导态，由于存在超导耦合，费米面附近的电子按照相反的动量和自旋两两结合形成超导电子对，其能量低于原始状态，从而形成所谓“能隙”，使超导态成为能量更低，更稳定的状态。根据 BCS 理论，绝对零度时的超导能隙 $\Delta(0)$ 如下

$$\Delta(0) = \frac{\eta\omega_d}{\mathrm{sh}\left(\frac{1}{N(0)V}\right)} \approx 2\eta\omega_d \exp\left(-\frac{1}{N(0)V}\right) \tag{19.2-21}$$

当温度高于绝对零度时，费米面附近出现热激发的正常电子，每破坏一个超导电子对将产生两个正常电子。随着温度上升，超导电子对减少，正常电子增加，当到达临界温度 T_c 时，超导电子对不再存在，此时超导体即转变到正常态。在 BCS 理论中，T_c 满足如下条件

$$k_B T_c = 1.14\eta\omega_d \exp\left(-\frac{1}{N(0)V}\right) \tag{19.2-22}$$

结合以上两个公式，可得 $2\Delta(0) = 3.53 k_B T_c$，其中 k_B 是玻尔兹曼常数。这就是 BCS 理论中的超导能隙与 T_c 之间的关系。大部分金属元素和合金超导体满足这一关系。

必须指出，在超导体中，电子配对和能隙的出现都是整个电子系统的集体效应，其耦合强弱决定于所有电子的状态。超导电子对的结合能是很弱的，$2\Delta(0)$ 只有 $10^{-4} \sim 10^{-3}$ eV 量级，而组成电子对的两电子间可发生相互关联的距离却很长，BCS 超导相干长度可达 10^{-4} cm，是晶格尺寸的 10 000倍，因此，超导关联是一种长程相互作用，它可以发生在跨越许多晶格的空间内，并且同一空间内通常可存在许多组超导电子对。

BCS 理论成功地解释了高温超导体发现前的大多数超导现象，但在解释高温超导体的微观机理时遇到了困难，目前高温超导的微观机制尚不十分清楚，但可以确定的是高温超导电性仍然起源于成对电子的束缚态，只是在高温超导体中电子之间的关联很强，超出了 BCS 理论所要求的弱相互作用范围。

3.3 超导相变

超导态和正常态是超导体的两个不同物理相，并且这两种相之间的转变是可逆的，是一种典型的二级相变，即不存

在相变潜热但存在比热跃变的相变。应用朗道（Landau）提出的二级相变理论，1950 年，金兹堡（Ginzburg）和朗道提出了描述超导体内自由能的方程组

$$\frac{1}{2m}(-i\eta\nabla-eA)^2\Psi+\alpha\Psi+\beta|\Psi|^2\Psi=0 \tag{19.2-23}$$

上式为金兹堡—朗道（简称 GL）第一方程，相应的边界条件如下

$$n(-i\eta\nabla\Psi-eA)\Psi=0 \tag{19.2-24}$$

$$j_s=\frac{1}{\mu_0}\nabla\times B=-\frac{\eta e}{2im}(\Psi^*\ \nabla\Psi+\Psi\nabla\Psi^*)-\frac{e^2}{m}|\Psi|^2A \tag{19.2-25}$$

上式为 GL 第二方程，相应的边界条件如下

$$n\left(\frac{B}{\mu_0}-H\right)=0 \tag{19.2-26}$$

式中：n 是表面单位法向矢量；Ψ 是超导载流子的波函数；有些文献也将其称为“序参量”，即代表超导体有序程度的物理量，其物理意义是 $|\Psi|^2=n_s$；Ψ^* 是其共轭函数；i 是虚数单位；α、β 分别为相变方程的系数参量。

这样，超导相变的物理过程便具有了量子力学形式的描述，超导体中载流子关联的概念则可理解为波函数 Ψ 的相干，因此 ξ 也称为相干长度。值得注意的是，上述方程组成立的条件是 A 和 Ψ 随空间位置的变化缓慢。

第3章 实用超导材料

1 实用化超导材料的要求

超导材料是超导应用技术的物质基础，本章重点介绍几种主要实用超导材料的基本性质、制备工艺特点以及发展现状，同时展望了它们未来的应用发展趋势。对于本篇重点介绍的超导强电应用，超导材料应满足如下基本要求：

（1）高的临界参数。为提高传输载流能力，实用超导体应具有较高的三个临界参数 T_c、H_{c2} 和 J_c（B），最重要的是能够制备在高磁场下传输较高电流密度的长尺度材料。通常实用超导材料的 J_c（B）至少应在 10^4 A/cm^2 以上。表 19.3-1 列出了几种实用超导材料的主要参数。

表 19.3-1　　实用超导材料的临界电流等主要参数

材料	晶体结构	各向异性	T_c (K)	$H_{c2}(T)$ 4K	$\xi_{(0)}$ (T)	相干长度 $\zeta(0)$(nm)	面内穿透深度 $\lambda(0)$(nm)	拆对电流密度 (A·cm^{-2}) 4.2K	临界电流密度 (A·cm^{-2})	$\rho(T_c)$ ($\mu\Omega$·cm)
Nb47%Ti	体心立方	可忽略	9	12	10.5 (4.2K)	4	240	3.6×10^7	4×10^5 (5T)	60
Nb_3Sn	A15 立方	可忽略	18	27	24 (4.2K)	3	65	7.7×10^8	$\sim10^6$	5
MgB_2	P6/mmm 六角	2-2.7	39	32	25 (4.2K)	6.5	140	7.7×10^7	$\sim10^6$	0.4
YBCO	正交层状钙钛矿结构	5-7	92	>100	5～7 (77K)	1.5	150	3×10^8	$\sim10^7$	～40-60
Bi2223	四角层状钙钛矿结构	～50-100	108	>100	～0.2 (77K)	1.5	150	3×10^8	$\sim10^6$	～150-800

（2）导体的复合化。从导体的机械强度和电磁稳定性出发，要求将超导体细丝化并与电导率高的正常金属复合制成所谓多股细丝复合导体。

（3）长线均匀化。即使绕制实验室级的磁体，通常也要上千米的长线；同时还需保证组分和性能延长线导体轴向具有良好的均匀性。

（4）低交流损耗。对交流应用，超导体应具有较小的交流损耗，以减少设备发热，降低运行成本，提高设备的安全性。

（5）良好的机械性能。超导材料在制备和磁体绕制等过程中，要能够经受反复的弯曲、拉压；在励磁态下要能够承受巨大的电磁力。

（6）良好的性能价格比。目前，仅考虑载流能力，铜的性价比为 $15/(kA·m)，已商业化的铋系高温超导线材预期最低市场价格为 $50/(kA·m)；第二代 Y 系高温超导带材将达到 $10～15/(kA·m)；而 MgB_2 将可低至 $1/(kA·m)，与目前的 NbTi 线相当。

2 低温超导材料

通常，低温超导材料指工作在液氦温度（4.2K）的超导材料，当前实用低温超导材料主要包括 NbTi、Nb_3Sn、Nb_3Al 等。1954 年马赛厄斯发现了 A15 型超导化合物 Nb_3Sn，其具有较高的高场性能，上临界场在 2K 下可达 30 T。Nb_3Sn 脆性显著，难于成材，直到 1970 年，许多实验室才用青铜法成功制备出高性能 Nb_3Sn 多芯超导体。而 1964 年发现的 NbTi 合金超导体加工性能良好，具有良好的塑性、很高的强度以及较高的性能价格比，因此其出现大大推动了超导技术的研究与应用。图 19.3-1 为几种实用低温超导材料的性能比较。

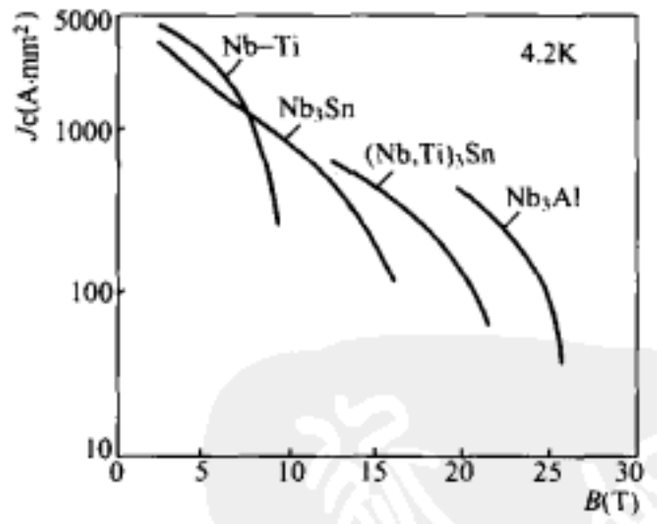


图 19.3-1　实用低温超导材料的性能比较

2.1 NbTi 超导体

2.1.1 NbTi 超导体的基本性质

NbTi 合金的临界温度 T_c 为 9.5K，上临界场 H_{c2}（4.2K）约为 10T。为了获得高 j_c，需要在材料制备过程中形成晶格缺陷以增强钉扎作用。NbTi 二元合金相图如图 19.3-2 所示。当前研究的 NbTi 合金大多选择在 β 区（体心立方固溶体），这样既有良好的机械加工性能，又有较高的超导性能。处于 α+β 相区的成分（α 为密排六方结构）虽有更高的 j_c，但塑性较差。

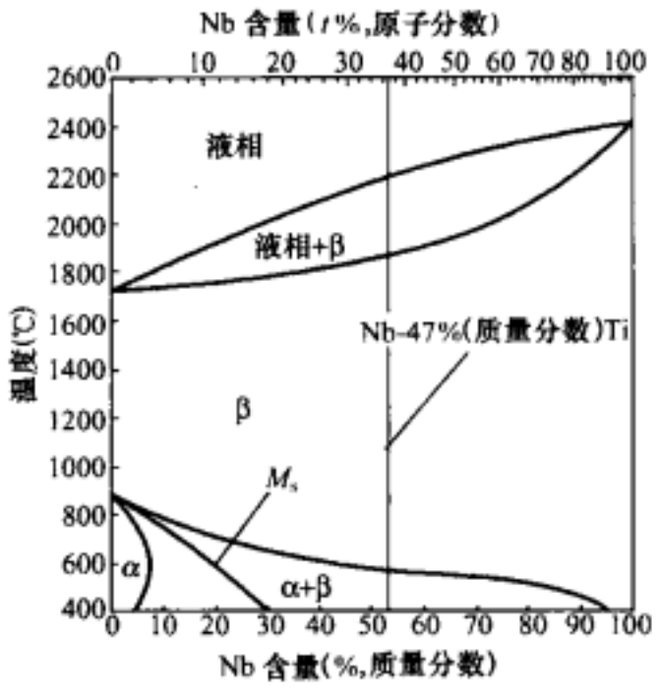


图 19.3-2　NbTi 二元合金相图

2.1.2　NbTi 超导线的制备工艺

NbTi 超导线的制造一般包括合金制备、合金棒加工、多芯线的组合与加工、多芯线的热处理等过程，工艺流程如图 19.3-3 所示。提高 NbTi 超导体的 j_c，关键是提高 NbTi 合金铸锭的质量、优化热处理工艺以及必要的掺杂以提高上临界场。

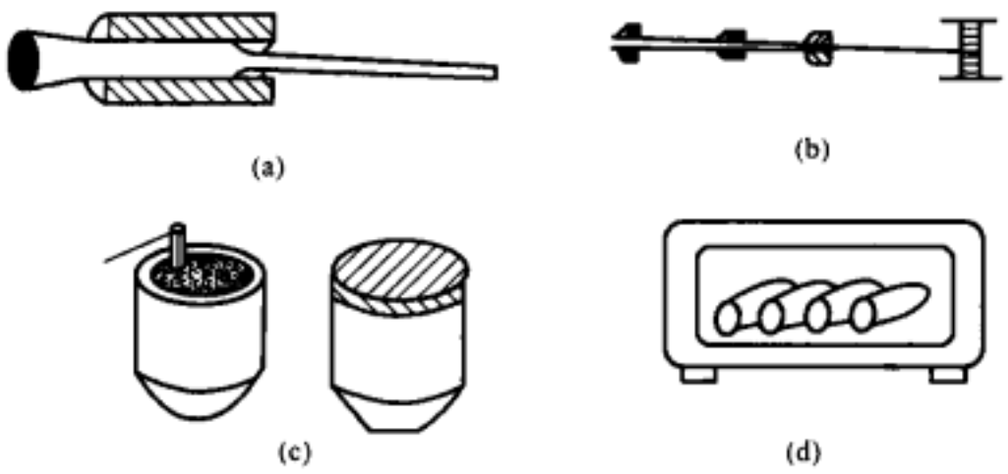


图 19.3-3　NbTi 超导线的制备工艺流程
(a) 模压；(b) 拉丝；(c) 装配；(d) 热处理

2.1.2.1　NbTi 合金铸锭制备

制备高质量的 NbTi 合金铸锭是保证材料高性能和后续加工的重要基础，最佳 NbTi 合金配比一般在（46%～50%）Ti 的范围内。采用真空电子束熔炼制取的 Nb 锭和高纯海绵 Ti 作为原料，通过真空自耗电弧炉多次熔炼可以消除 Ti 斑及富 Nb 区域或 Nb 不熔块等宏观成分不均匀现象，通过高温均匀化热处理可以消除由于枝晶偏析产生的微观不均匀性现象。这样制备的高均匀性、低杂质含量 NbTi 合金有利于使整个合金中成分接近 Nb47%、Ti53%，获得高性能；有利于使 α-Ti 沉淀相均匀、弥散析出及分布，提高磁通钉扎力；还可使超导体塑性提高，有利于获得纳米级结构及超细 NbTi 芯丝超导体，更好地满足工程应用需要。

2.1.2.2　时效热处理

热挤压复合棒通过冷拉伸减径后进行热处理，主要目的是在亚稳的 β 相 NbTi 合金中析出 α-Ti 沉淀相，作为磁通钉扎中心，提高超导线的性能。经受较大冷加工变形的 NbTi 固溶合金在 375～420℃热处理过程中，α-Ti 相在晶粒边界的交叉处析出，再经过多次冷加工—热处理交替进行，最终形成有效钉扎中心。在拉伸过程中，NbTi 合金线材经受轴向对称塑性变形而形成（110）织构，各晶粒取向沿轴向排列，塑性变形被限制在（111）方向，从而导致平面应变。由于晶粒间边界连续性的要求，晶粒（包括 α-Ti 相粒子）相互弯曲，最终形成条带状结构，成为一种有效的钉扎中心。多次沉淀热处理的实质是优化 α-Ti 沉淀相的形状、尺寸并最大限度地提高 α-Ti 相在 NbTi 合金中的体积百分数。NbTi 超导体的 j_c 与 α-Ti 相的体积百分数几乎呈线性关系。通过增加时效热处理次数、时效温度，提高 NbTi 合金的 Ti 含量，可以提高 α-Ti 沉淀相的体积百分数。

2.1.2.3　掺杂对 NbTi 合金超导性能的影响

适量的元素添加可有效提高 NbTi 超导体的 j_c。稀土元素 Y 等可改善间隙元素分布，使合金基体软化，加工塑性提高。此外，稀土元素有利于 α-Ti 相的脱溶析出性。添加 Al、Cu、Ge、Sn 等，在沉淀热处理过程中会脱溶出一种化合物粒子，可作为钉扎中心，如 Cu 的添加会形成非超导相粒子，使中场性能提高。Ta 的添加或合金化可以提高 NbTi 超导体的上临界场 H_{c2}，在 2K 时，其 H_{c2} 最高可达 15.5T，因此在 1.8～1.9K、8～12T 条件下，可以获得很高的临界电流密度，并且其塑性优于纯 NbTi 二元合金，是低温高场应用的理想材料。

2.1.2.4　人工钉扎中心

在 1985 年，有学者提出引入人工钉扎中心（Artificial Pinning Center，APC）代替热处理产生的磁通钉扎结构来提高 NbTi 超导体的 j_c。与常规工艺相比，APC 工艺可选用非 NbTi 合金材料，钉扎中心可人为组合或排列成特殊形状，分布较均匀，还可改善其他性能，如提高 T_c 等。近年来，APC 研究热点集中在钉扎中心材质、引入方式及加工工艺等方面。

2.2　Nb_3Sn 超导体

2.2.1　Nb_3Sn 超导体的基本性质

Nb_3Sn 是一种具有 A15 晶体结构的铌锡金属间化合物，其结构如图 19.3-4 所示。Nb_3Sn 具有较高的 T_c（18.3K）和上临界场 H_{c2}（4.2K 时为 22.5T）。在 4.2K、10T 磁场下，Nb_3Sn 的 j_c 可达到 $5\times10^5\ A/cm^2$，是目前制作 10T 以上超导磁体的主要材料。与 NbTi 等韧性合金不同，Nb_3Sn 化合物具有很高的硬度和脆性，因此，Nb_3Sn 的加工工艺不同于 NbTi 材料，历史上先后研究发展了多种制备高性能 Nb_3Sn 线材的稳定化导体工艺，如气相沉积法、扩散法和青铜法等，其中青铜法是商品化 Nb_3Sn 实用材料的主要制造工艺。

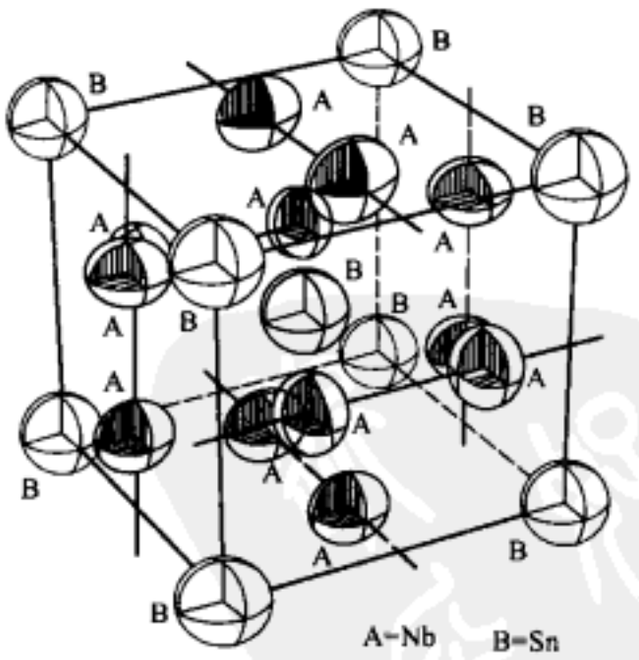


图 19.3-4　Nb_3Sn 结构图

2.2.2　Nb_3Sn 超导体的制备工艺

（1）青铜法：在适当的 Cu-Sn 青铜基体里，拉伸有 Nb 芯棒的延性复合体到较细直径，在 Nb 芯棒和青铜间的界面上，可通过固态反应生成 Nb_3Sn。这一方法使 Nb_3Sn 复合导线克服了脆性的弱点，只需一般加工设备，而且热处理温度较低。青铜法又分内扩散法和外扩散法。内扩散法把 Nb 棒嵌在青铜基体中，通过热处理生成 Nb_3Sn 合金。当 Sn ＜

13%（质量比）时，可用类似制造 NbTi 线的挤压、拉丝工艺加工导线。青铜法导线外需覆铜提高稳定性，为了防止热处理造成 Cu 层污染，在 Cu 和青铜之间要加 Ta 管做阻挡层，也有用 Nb 管代替 Nb 棒，中间插入青铜或富 Sn 合金的工艺，Nb 管本身兼起阻挡层作用。外扩散法是先将 Nb 棒嵌在纯 Cu 基体中加工到最终尺寸，再镀 Sn，最后在高温下使 Sn 通过 Cu 与 Nb 反应生成 Nb_3Sn。

（2）气相沉积法：主要是化学气相沉积（CVD），即用氢还原组成元素氯化物的混合物，使其沉积到基底上形成 Nb_3Sn 膜。在金属元素上面通过氯气，在 800～900℃时产生气态的氯化物，当有 HCl 存在时可阻止固态 $NbCl_3$ 的形成，再用氢还原氯化物沉积到加热的基带上，调整基带通过反应器的速度可控制 Nb_3Sn 膜的生成厚度。已证明 CVD 工艺可用来制备连续的高强度带或线材，但为提高磁通跳跃稳定性要包覆正常金属，使得制备工艺复杂化。

2.2.3 影响 Nb_3Sn 超导体临界电流的主要因素

在 Nb_3Sn 中，晶粒边界对磁通钉扎起主要作用。晶粒尺寸越小，j_c越高。Livingston 等人报道 Nb_3Sn 在晶粒直径约为 800Å 时，j_c达到最大值，然后随晶粒尺寸减小下降。

脱溶物也可以提高 Nb_3Sn 的 j_c。脱溶物本身可以作为磁通钉扎中心，也可引起晶粒细化从而提高 j_c，或二者兼备。例如在扩散制备工艺中 Nb 基带内的 ZrO_2 颗粒，在 CVD 中通过反应气体生成的氧化物、碳化物或其他化合物，在 Nb_3Sn 中生成脱溶物时，j_c上升。

此外，在 Nb_3Sn 中添加合金元素对改善超导材料的性能也有重要作用。在 Nb 中加 Ti 和 Ta 都可改善材料的加工性，更主要的是能提高上临界场，从而使 Nb_3Sn 在高场中的 j_c显著提高。其中掺 Ti 的 $(NbTi)_3Sn$ 线材已实用化，其非铜区 j_c达 3.5×10^4 A/cm²（4.2K，15 T）和 1.2×10^4 A/cm²（4.2K，20T），比未掺杂的提高近一倍。

2.3 Nb_3Al 超导体

同属 A15 化合物的 Nb_3Al 具有比 Nb_3Sn 更好的磁场特性。制备 Nb_3Al 有两种方法，第一种类似于制备 Nb_3Sn 的内扩散法，先生成 Nb 和 Al 的复合体，采用 jelly roll 方法组装挤压，然后拉拔成型材，重新装入铜基体中拉拔到最终尺寸，反应生成 Nb_3Al。但是，采用这种扩散方法生产的 Nb_3Al 层偏离了化学计量比，T_c和 j_c都有所降低，导致磁场下的临界电流性能反而不如 Nb_3Sn。

日本国家材料科学研究所开发了另一种制备工艺，首先把 Nb 和 Al 装配拉拔成细小的 Nb-Al 复合超导体，这时 Nb 和 Al 组分的尺寸大约有 100～200nm，然后把这种复合物快速加热到 1900℃，再淬火以生成化学计量比的体心固熔体 Nb_8Al 合金，最后加热到 800℃，在这个温度生成的 A15 相具有较高的 T_c、H_{c2}和较好的高场 j_c特性。对快速淬火工艺进行优化还可使样品的 T_c、j_c和 H_{c2}得到大幅度提高。然而，实用化 Nb_3Al 的制备仍具有挑战性，有待解决的关键技术是线材的淬火、稳定性的增强以及取得比 Nb_3Sn 更好的超导性能。

2.4 低温超导体的应用现状

NbTi 超导线强度高、塑性好、临界电流密度高而成本相对低，在 8T 下应用，每 kAm 的成本在 1 美元左右。与其他超导体相比，NbTi 超导体还有无可比拟的沿长度方向的高均匀性，适合制作高均匀性要求的磁体，如核磁共振成像磁体等。这些优异的性能将使 NbTi 材料在今后一段时间内继续得到广泛应用。NbTi 超导材料的主要应用领域包括核磁共振成像、粒子加速器、受控核聚变、矿石磁分离等，是目前用量最大、用途最广的超导材料。

Nb_3Sn 超导材料适合高场应用，如高能物理（HEP）加速器和磁场储能（MFE）中的磁体等，还可应用于 800～900MHz 以上的高场 NMR 磁体。HEP 的关键是偶极和四极磁体，MFE 的关键是应用于国际热核聚变实验堆（ITER）的螺管线圈。这两个项目都将 Nb_3Sn 作为高场下首选的导体。20 世纪 90 年代以来，ITER 是 Nb_3Sn 的主要用户，这个工程大大促进了 Nb_3Sn 的产业化，反过来又进一步带动了线材制备技术的发展。Nb_3Sn 在商业上最大的应用是制备 NMR 磁体。目前已实现 900MHz 以上的 NMR 磁体，1 GHz 及更高水平的 NMR 磁体也在积极发展中。这类磁体由 NbTi 和 Nb_3Sn 组成，要求在系统运行温度下材料的上临界场能达到 28～29T，且在 23.8T 的磁场下能稳定运转，这是一个非常具有挑战性但可以实现的目标。

3 高温超导材料

高温氧化物超导体的出现，突破了温度壁垒，把超导应用的温度从液氦（4.2K）提高到了液氮（77K）温区。利用它们制作的设备具有体积小、质量轻、电流密度高等优点。目前高温超导材料指的是：镧系（35K）、钇系（92K）、铋系（110K）、铊系（125K）和汞系（135K）以及 2001 年 1 月发现的新型超导体二硼化镁（39K）。其中最有实用前途的是铋系（又分为 Bi-2212 和 Bi-2223 两种）、钇系（YBCO）和二硼化镁（MgB_2）。氧化物高温超导材料是以铜氧化物为组分的具有钙钛矿层状结构的复杂物质，在正常态它们都是不良导体。同低温超导体相比，高温超导体具有明显的各向异性，在垂直和平行于铜氧结构层方向上的物理性质差别很大。高温超导体属于非理想第Ⅱ类超导体，具有比低温超导体更高的临界磁场和临界电流，因此实用性较好，特别是在低温下的性能比传统超导体高得多。

3.1 高温超导材料的基本性质

3.1.1 Bi-2212

铋系高温超导体是第一个发现的不含稀土元素的氧化物高温超导体，它的化学结构式可写为 $Bi_2Sr_2Ca_{n-1}Cu_nO_{2n+4}$（$n=1$，2，3），$n$ 是原胞中 CuO_2 面的层数，n 小于 3 时，样品的最佳 T_c值与 n 成正比，即 CuO_2 面的层数越多，T_c就越高。与其他体系的氧化物高温超导体一样，样品的 T_c与其载流子浓度及氧含量有密切关系。Bi-2212 的晶体结构如图 19.3-5（a）所示，其 T_c在 85K 左右，对比具有较高 T_c（约 110K）和不可逆场的 Bi-2223 材料，Bi-2212 在低温（<20K）、高场下的 j_c性能优越，且与低温超导体相比，其 j_c在低温、强场下的磁场依赖性较小，可制成中心磁体，插入通常的超导磁体中，产生 20T 以上的高磁场。

3.1.2 Bi-2223

$Bi_2Sr_2Ca_2Cu_3O_{10}$（Bi-2223）高温超导体经过近十年努力已实现了产业化。和 Bi-2212 一样，Bi-2223 也属于钙钛矿结构的衍生物，具有腰四方对称性，空间群为 I4/mmm，晶体结构如图 19.3-5（b）所示。Bi-2223 的超导电性具有强烈的各向异性，其相干长度很短，沿铜氧面方向只有 1～2nm，垂直铜氧面方向则远小于 1nm，甚至铜氧面间只能看作是层间弱耦合，因此晶界对其超导电性影响很大，较大角度的晶界将表现为明显的弱联结效应。由于高温超导体的陶

瓷颗粒特性，传输电流必须通过晶界，因此传输临界电流密度 j_c 和晶粒内临界电流密度 j_{cm} 不同，它首先取决于弱联结，此外低钉扎能和高运行温度也可能使磁通蠕动严重，从而降低 j_c。最后，j_c 还与材料的制备工艺、应力应变、热循环等因素密切相关。Bi-2223 超导体的层状结构使得人们能够利用机械形变和热处理来获得具有较好织构的带材。此外，热处理时液相的存在能够促进材料致密化，并弥合在加工中所产生的裂痕，从而改善晶粒间的连接性。据此，人们发展了粉末装管（PIT）法，把 Bi（Pb）、Sr、Ca、Cu 等氧化物粉装入金属管（Ag 或 Ag 合金）中进行加工和热处理，制备 Bi-2223 长带材。Bi-2223 超导体的优点是上临界场比低温超导体（NbTi 和 Nb_3Sn）高一个数量级，且只需液氮冷却，但它也存在较明显的缺点，如高磁场下 j_c 较低、机械性能较差、交流损耗高等。

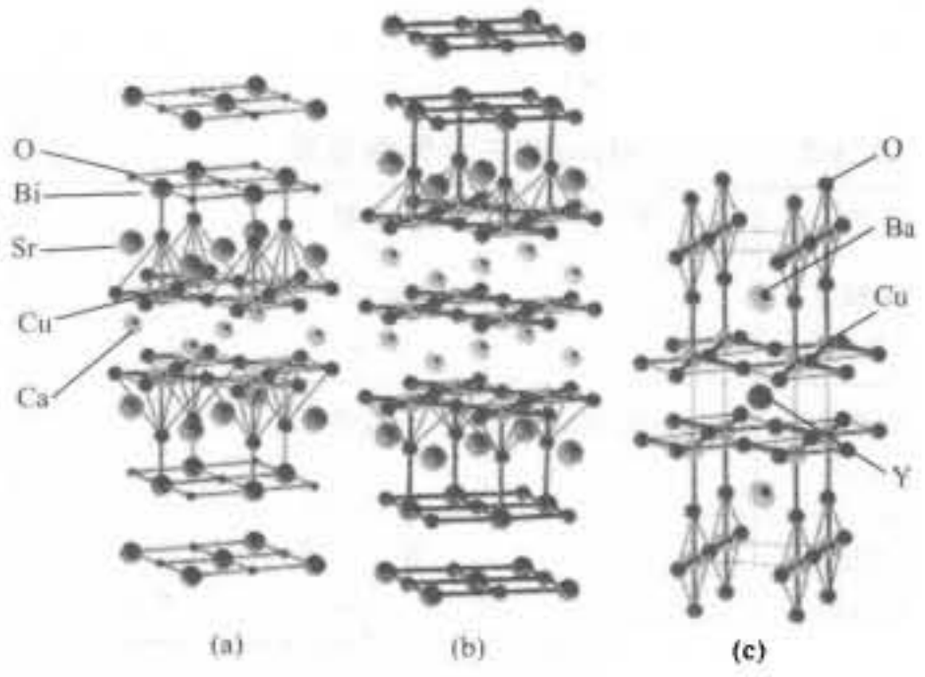


图 19.3-5　Bi 系和 Y 系材料结构图
（a）Bi2212；（b）Bi2223；（c）Y123

3.1.3　YBCO

$YBa_2Cu_3O_{7-\delta}$（YBCO）也属于钙钛矿结构，晶体结构如图 19.3-5（c）所示，具有正交对称性，空间群为 Pmmm，其 c 方向点阵常数约为 a、b 方向的 3 倍，因此超导电性也呈明显各向异性，电流传输主要在 a-b 面内，其相干长度 ξ 较短，a-b 面内 $\xi_{ab}(0)=1.2\sim1.6$nm，c 方向 $\xi_c(0)=0.15\sim0.3$nm，磁场穿透深度 λ 较大，a-b 面 $\lambda_{ab}=140$nm，c 方向 $\lambda_c=700$nm，各向异性达 5～8。比较 Bi 系高温超导体，YBCO 的磁场下 j_c 性能更优异。如图 19.3-6 所示，其在 77K 下不可逆场达 7T，高出 Bi-2223 一个量级，是真正的液氮温区强电应用超导材料。

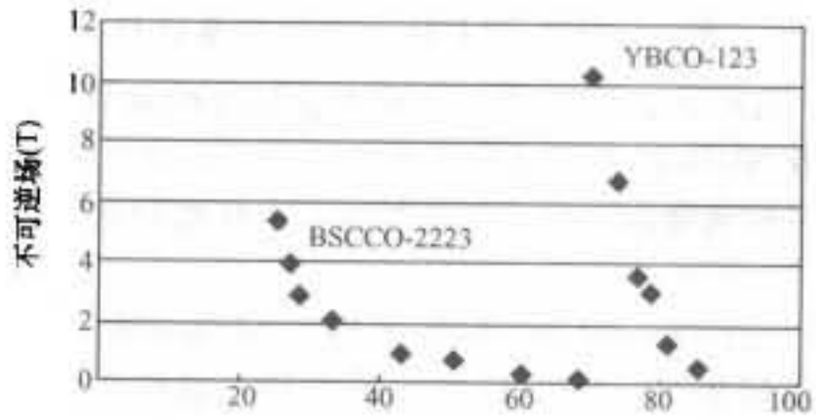


图 19.3-6　Bi-系和 Y-系超导体温度和不可逆场的关系

3.2　Bi-2223 带材的制备

目前，Bi-2223 长线、带材的制备多采用 PIT 法，一般是先将原料粉末装入银（或银合金）管，通过机械加工成要求的形状（线或带），再经过热处理，得到最终成品。典型的 PIT 工艺流程如图 19.3-7 所示。Bi-2223 长线制备的关键技术在于如何保证长导线的性能均匀和减少起泡等缺陷。同时，Bi-2223 的热处理条件很苛刻，对温度和气氛的控制都有非常严格的要求。Bi-2223 带材的制备包括前驱粉制备与预处理、机械加工和形变热处理三个方面。

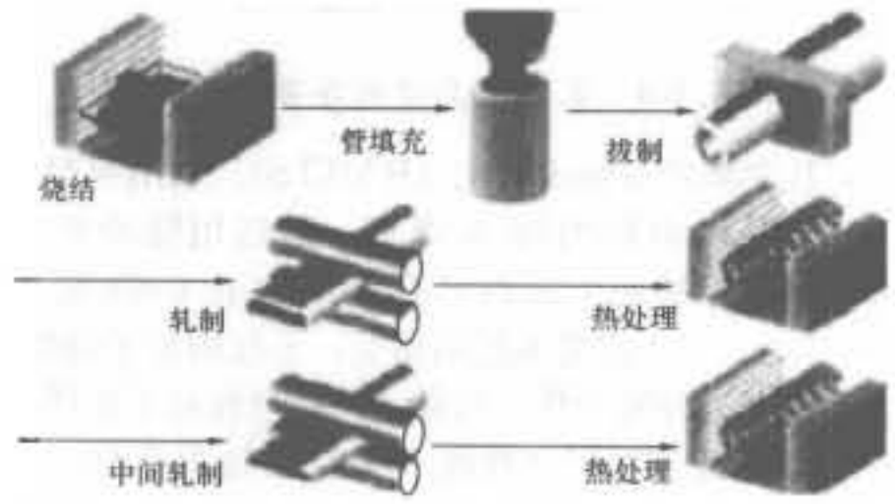


图 19.3-7　PIT 法制备 BSCCO 带材的工艺流程

首先是前驱粉的预处理，前驱粉的性能直接决定了最终超导性能的好坏，所以需对前驱粉进行预处理，以获得合适的相成分和粉末粒径，改善粉末均匀性，尽可能地降低碳含量。

经预处理后，前驱粉装入金属包套进行机械加工。从化学角度讲，纯银是最好的包套材料，因为银的惰性使之在高温长时间烧结过程中不与超导粉反应，且延展性好，可以透过氧。但纯银包套力学性能差，不能满足应用需要，因此目前多采用银合金包套。导线的机械加工包括拔制和轧制，超导芯密度在拔制后可达理论密度的 65%～80%，轧制后则为 84%左右。

最后，把制备好的多芯带材放入可控气氛热处理炉中，在一定的保护气氛下进行一次或多次热处理，就可使银套管内的前驱粉转变为高温超导相——Bi-2223 相。

3.3　第二代高温超导带材

Bi-系高温超导带材已实现了批量生产，但其高成本及一些性能缺陷，如磁场下 j_c 的急剧衰减等使其大规模应用前景变得渺茫。与 Bi 系相比，YBCO 具有较优异的高磁场性能，在液氮温区附近较高磁场下有较高的 j_c，同时，其各向异性也较弱。由于 Y-系超导体的晶粒间结合较弱，难以采用 PIT 法制备 Y-系超导带材，采用沉积、喷涂等镀膜方法制备 Y-系超导带材是当前高温超导强电应用材料研究的一个主要热点。Y-系带材的性能对双轴织构的微观组织有较强的依赖性，只有在双轴织构化的基带或隔离层上，通过外延生长技术才能制备高质量 YBCO。获得高性能 YBCO 带材的主要障碍是弱联结问题，相邻 YBCO 晶粒间的晶界角是决定其能否承载大电流的关键，必须避免大角晶界，消除超导相间的弱连结。目前已掌握能使样品获得很高 j_c 的涂层导体技术，YBCO 涂层导体的结构如图 19.3-8 所示。许多涂层导体样品是用离子束辅助沉积/脉冲激光沉积（IBAD/PLD）和轧制辅助双轴织构化/脉冲激光沉积（RABiTS/PLD）法制造的，采用这两种方法制备的 YBCO 带材 j_c 均很容易达到 22MA/cm^2（77K，0 T）。当前，Y-系超导带材的工作主要集中在两个方面：基板及织构化隔离层的制备和高 j_c 超导层的沉积。

3.3.1　基板及织构化隔离层

（1）离子束辅助沉积（IBAD）。IBAD 法是采用高强度、非磁性 Ni 合金基板，通过离子束溅射而得到强烈织构化的 YSZ 层，是目前应用较广的第二代高温超导带材基底制备工艺。

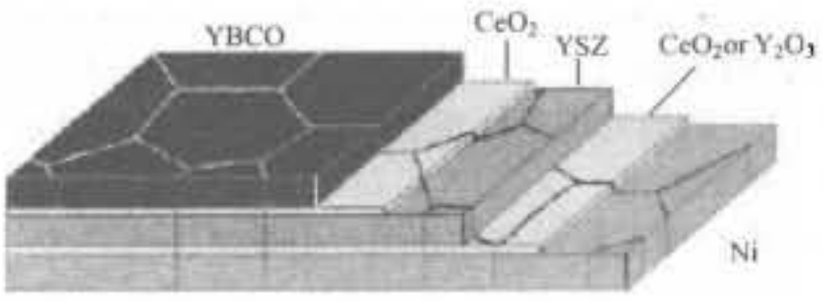


图 19.3-8 第二代高温超导带材的结构

(2) 轧制辅助双轴织构化 (RABiTS)。利用 RABiTS 技术获得高质量的双轴织构 Ni 基底，然后用脉冲激光沉积 (PLD) 法在 Ni 基底上沉积 CeO_2 膜，再在 CeO_2 膜上外延 YSZ 和 CeO_2。由于需要多层隔离层，不仅增加了制作成本，同时又使制造过程复杂化。另外，轧制过程对工作环境的要求也较高，但对于沉积高性能 YBCO 膜较为有利，因此仍然应用广泛。

(3) 倾斜基板沉积法 (ISD)。不需要离子束辅助，沉积材料仅以一定角度沉积在金属基板上，也能获得织构化的隔离层。该法的特点是沉积速率快，但所获得的织构度并不是很高。

(4) 织构化银或银合金基板。银是目前唯一不需要隔离层的高温超导基带材料，而且研究表明，银的掺入有利于 YBCO 超导性能的改善和表面电阻的降低，缺点是工艺复杂和价格昂贵。

3.3.2 高 j_c 超导层的沉积

目前已有多种方法可在金属柔性衬底上沉积高质量 YBCO 薄膜，主要包括 PLD、金属有机化学气相沉积 (MOCVD)、金属有机沉积 (MOD) 和溅射法 (Sputtering)，其他还有喷涂分解、溶胶凝胶法等。其中，PLD 是应用最广泛的一种沉积方法。目前，采用该法制备的 YBCO 短样临界电流已高达 400～500A/cm 宽度，但 PLD 法需要使用昂贵的大体积、高真空装置以及工业用激光源，不太适合大规模产业化，溅射法也面临高真空系统的问题。MOCVD 法只需较低的真空度、生长速度快、可制备长带，具有大批量生产的可能，但该法的前驱物—气相沉积源价格昂贵。非真空的三氟乙酸盐金属有机沉积 (TFA-MOD) 法正引起人们越来越多的关注，该法原理是金属基板先在含氟的涂层溶液中进行涂层，然后经两道热处理工序 (见图 19.3-9)，最终形成高质量 YBCO 膜。TFA-MOD 法特点如下：①工序相对简单，仅需涂层和退火两道工艺。②先驱物原料 100%可利用，且成分可调。③不需要真空系统。④可大面积沉积。显然，该法十分适合高性能、低成本和大规模产业化。



图 19.3-9 金属有机沉积 MOD 法的工艺流程图

3.4 MgB_2 超导体

3.4.1 MgB_2 的基本性质

2001 年 1 月，日本科学家 Akimitsu 等人发现了 T_c 为 39K 的 MgB_2 超导体，引起了全世界的广泛关注。与氧化物高温超导体不同，MgB_2 是 BCS 型超导体，具有十分简单的化学成分和典型 AlB_2 六方对称结构 (如图 19.3-10 所示)。MgB_2 材料的成本很低，成材容易，各向异性不显著，晶界能承载很高电流，本征 j_c 非常高 (超过 10^7 A/cm^2)。同时，MgB_2 的相干长度比钙钛矿型结构氧化物大，意味着更易于引入有效磁通钉扎中心，改善超导电性。MgB_2 的应用温区可在 20～30K，该温度易于通过 G-M 制冷机获得。综合制冷成本和材料成本，MgB_2 在 20～30K、低场条件下应用具有明显价格优势，尤其是在工作磁场 1～2T 的 MRI 磁体领域。这也是国际 MgB_2 应用研究持续升温的关键原因之一。此外，在超导电力、超导电子器件及国防等方面，MgB_2 也具有广泛应用前景。表 19.3-2 给出了 MgB_2 的主要特性参数。

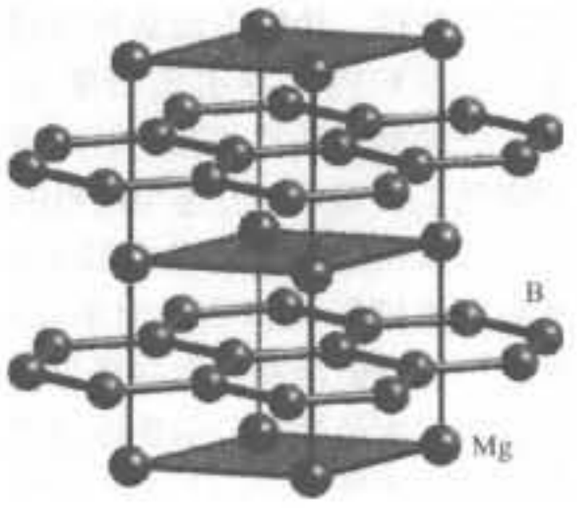


图 19.3-10 MgB_2 的结构

表 19.3-2 MgB_2 的主要特性参数

参数	数值	参数	数值
临界温度 (K)	T_c=39	上临界磁场 (T)	$H_{c2}^{//ab}$=14～74 $H_{c2}^{//c}$=2～39
六方点阵参数 (nm)	a=0.3086 c=0.3524	不可逆场 (T)	H_{irr}=6～35
理论密度 (g/cm)	ρ=2.55	相干长度 (nm)	ξ_{ab} (0) =3.7～12 ξ_c (0) =1.6～3.6

3.4.2 MgB_2 线带材的制备

近几年来已经用各种方法制备了 MgB_2 线、带材。目前采用粉末装管 (PIT) 技术较为成功，这是因为 PIT 工艺易于推广到大规模工业生产中。PIT 法制备 MgB_2 线材的基本工艺流程如下：前驱粉末→密封入包套→组成复合管→旋锻→拉拔→轧制→退火→成型的 MgB_2 线材，如图 19.3-11 所示。根据前驱粉末的不同，MgB_2 线材的制备又分为两类工艺：

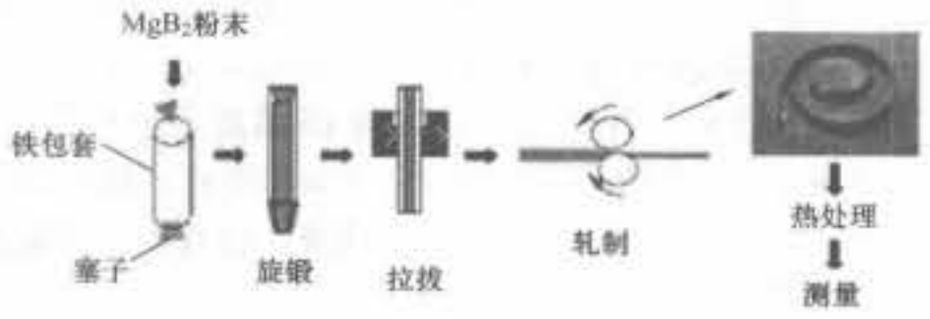


图 19.3-11 MgB_2 线带材制备过程

(1) 先位法：即直接使用商业 MgB_2 粉装管拉拔轧制。现在商业 MgB_2 粉大多是从美国的 Alfa-Aesar 公司购买。先位法带材致密度高，但超导芯颗粒间连接性较差，影响临界电流。

(2) 原位法：用 Mg 粉和 B 粉按 MgB_2 的化学计量比装管，经机械加工，再进行原位热处理，最终生成 MgB_2 线带材。原位法较易得到高临界电流的产品，目前研究主要集中在前驱物和包套材料的选择、热处理条件对超导性能的影响以及稳定长线加工工艺。此外，还有 Mg 粉和 B 粉先经过高能球磨预反应后再装管，介于先位法和原位法之间的工艺。

制备 MgB_2 线、带材常用 Cu、Fe 和不锈钢等包套材料。包套材料的选择主要考虑超导芯与其反应的程度。研究显示，最佳材料应该是 Fe 管，其次是不锈钢管，目前也有用 Nb 或者 NbZr 作为阻隔层的试验结果。

3.5　超导块材及其制备方法

目前，超导块材研究主要集中在 YBCO 高温超导块材方面，其目标之一是利用它在超导态下的迈斯纳效应及磁通钉扎特性导致的磁悬浮力，应用于超导轴承、贮能及磁浮列车等领域。大块高温超导体中存在的主要问题是弱连结和弱钉扎问题。避开弱连结的主要途径是织构化，即使晶粒呈取向排列。在制备过程中引入第二相粒子作为钉扎中心可使 j_c（B）大幅度提高。近 20 年来，高温超导块材制备技术持续发展，在这里我们主要介绍熔融织构法（MTG）、粉末熔化（PMP）法、淬火熔化生长法（QMG）和熔化粉末熔化生长法（MPMG）。

3.5.1　熔融织构法（MTG）

1988 年，Bell 实验室的 S. Jin 研究小组首先提出了熔融织构（MTG）生长工艺，这种工艺先用普通固态烧结法制备 $YBa_2Cu_3O_y$（Y123）块状超导体，然后把它加热到包晶温度以上，使 Y123 熔化分解成 Y_2BaCO_5（简称 Y211）相和富 Cu 液相。当 Y123 完全熔化分解后，再使其在温度梯度场中缓慢冷却，这时固态的 Y211 粒子将与富 Cu 的液相发生包晶反应，重新生成 Y123 超导体。由于 Y123 是层状晶体结构，沿 c 轴方向不易生长，而沿 a-b 面方向生长很快，在温度梯度的作用下，成核的 Y123 晶体 a-b 面将沿温度梯度方向取向生长，形成片状的 Y123。这样可使晶粒的 c 轴实现大致平行排列，明显地改善了晶粒间的耦合程度，同时所引入的 Y211 粒子可作为磁通钉扎中心，从而提高了材料的 j_c(B)特性。

3.5.2　粉末熔化法（PMP）

粉末熔化法（PMP）是由西北有色金属研究院首创的一种熔化生长工艺，采用 Y211、$BaCuO_2$ 和 CuO 三种粉末作为前驱物，通过快速加热混合粉末坯料直接使其进入 Y211＋液相区，然后通过慢冷或在一定温度场中移动样品来生长织构 YBCO 样品。粉末熔化法有两个显著特点：Y211 颗粒的尺寸及其分布可以方便地进行控制；熔化加工温度低。通过球磨混合等方法可以使 Y211 均匀地引入到织构 YBCO 中。

3.5.3　淬火熔化生长法（QMG）和熔化粉末熔化生长法（MPMG）

淬火熔化生长法和熔化粉末熔化生长法是日本 ISTEC Murakami 小组主要采用的制备工艺，它通过控制包晶反应温度以上 Y211 粒子在液相中的分布来提高 YBCO 性能。淬火熔化生长法和熔化粉末生长法是先将 $YBa_2Cu_3O_y$ 分解成 Y_2O_3＋液相，再通过 Y_2O_3 与液相的反应来到达 Y211＋液相相区的。首先将烧结样品或粉末混合物加热至 Y_2O_3＋液相相区，充分分解后淬火至冷铜板上。然后将其加热到 Y211＋液相相区，Y_2O_3 与液相反应形成 Y211 相。然后慢冷生长织构 Y123。因为 Y211 形核于 Y_2O_3，因而可以通过控制 Y_2O_3 的分布来控制 Y211 的分布。熔化粉末熔化生长法实际上是淬火熔化生长法的改进工艺。在液相淬火后将其碾碎成细粉。在碾碎过程中粗的 Y_2O_3 被碾细，且分布更均匀。细小 Y_2O_3 的均匀分布使得随后产生的 211 也更细小、分布更均匀。

在高性能的稀土替代 YBCO 系列块材研究中，所用技术仍以顶部籽晶熔融织构生长法为主，同时还有 Cu、Ca、Zn、SnO、Ag_2O、RE（Sm，Eu，Er，Gd，Nd）等的掺杂对比研究。这类块材研究中，除 YBCO 外，还有 SmBCO、GdBCO、NdBCO、二元或三元 REBCO 等材料显示出高磁通钉扎特性和高 j_c 性能，因此成为未来几年超导块材研究的一个趋势。

由于钉扎作用，超导块材在低温下可俘获强磁场，并在外加磁场退去后保持高达 10T 以上的表面磁场，利用这一特性可制成磁悬浮装置或代替电机等装置中的永磁体。在强磁场下超导块材会受到很强的电磁力作用，为防止断裂，目前多用环氧树脂浸渍等方法进行加强。

3.6　高温超导材料研究进展

经过十几年发展，利用 PIT 法，美国、日本、德国、中国等均已具备批量生产几百到上千米 Bi-系多芯超导线材的能力，技术上以美国最为先进。表 19.3-3 给出了几个主要公司生产的 Bi-系带材的主要技术参数。可以说，Bi-系带材的 j_c 和长度已基本达到电力应用要求，其价格对于限流器等应用也基本可接受，已为产业化应用奠定了基础。目前 Bi-系带材的研究重点集中在提高 j_c、改善机械性能、降低交流损耗和成本等方面。然而，Bi-2223 显著的各向异性使其不可逆场在 77K 下只有约 0.2 T，极大地限制了其应用范围，在高磁场下，Bi-2212 带材较为适用。此外，受基底银的成本限制，Bi-系带材价格较高，预期不会低于 $ 50/(kA·m)。

表 19.3-3　世界上主要单位生产的 Bi-系带材性能比较

单　位	导线长度 (m)	临界电流 (77K，0T) I_c (A)	工程临界电流密度 (77K，0T) J_e (kA/cm^2)
美国超导公司	100～1000	140	>14
日本住友电气	100～1000	100	>10
澳大利亚金属制造	100～500	70	>6
德国真空冶炼	100～1000	70～90	>8
北京英纳超导	100～400	90	>8
西北有色院	100～200	90	>8

表 19.3-4　世界上主要单位研制的第二代带材性能比较

单　位	导线长度 (m)	I_c (A/cm)	采用技术
日本超导工学研究所	212	245	IBAD/PLD
美国 IGC 超级动力公司	207	107	MOCVD
美国超导公司	90	168	RABiTS/MOD
日本藤仓公司	217	88	IBAD/PLD
日本住友电气	117	110	PLD
德国 THEVA 公司	40	158	DyBCO/MgO/ISD
韩国电工技术研究院	10	51	PLD/IBAD

长远看来，高温超导带材的发展方向是以金属基 Y-系薄膜超导带为代表的第二代带材，其价格目标为 $ 10～15/(kA·m)，远优于 Bi-系带材。近年来第二代高温超导带材一直是国际超导研究的热点，且进展很快。作为真正的液氮温区实用高温超导材料，其突破将会大大促进超导技术在工业上的大规模应用。表 19.3-4 给出了目前世界上几个主要单位研制的第二代带材在 77K、自场下的技术参数。可以说，第二代超导带材的制造技术现已基本确立，但仍有待进一步研究改进制造工艺，提高性能，降低成本，特别是提高长带性能的均匀性。在初步实现 Bi-系高温超导带材产业化的基础上，我国也在加紧第二代高温超

导带材的研制开发，如北京有色院、中科院物理所、西北有色院等单位在基带、织构化隔离层的制备和高 j_c 超导层的沉积方面作了许多工作，取得了一定成果。但是与国际水平还有相当大的差距。

作为 2001 年发现的新超导体，MgB_2 研究进展迅速，2002 年 10 月，澳大利亚 Wollongong 大学利用 SiC 纳米粒子掺杂法成功研制出了高性能的 MgB_2/Fe 线带材，在 20K、2T 时，其 j_c 达 1.08×10^5 A/cm^2。随后试验发现掺 Y_2O_3、Ti、C、碳纳米管、Zr、WSi_2 等都可有效提高 MgB_2 在磁场下的载流能力。在 C 掺杂的 MgB_2 薄膜中，上临界磁场可增高到 60T，这说明 MgB_2 的超导性能还有很大的改进空间。2005 年，日本日立研究所成功制备了 130mMgB_2 长线材，其 j_c 在 4.2K、6T 下约为 3.8×10^4 A/cm^2。

随后，意大利的 Columbus 公司利用先位法制备出 437m 长多芯 MgB_2 长线，j_c 在 4.2K、2T 下达到了 100 A 以上，并初步实现批量化商品供应能力，单根带材长度可达 1600m。美国 Hyper 公司也已制备出千米长的多芯 MgB_2 线材，在 4.2K、5T 下，其 j_c 达 1.75×10^5 A/cm^2。

国内从事 MgB_2 带材研究和开发的单位主要有西北有色金属研究院和中科院电工研究所等。西北有色金属研究院已制备出 50m 长的 MgB_2 线材，整根线材 I_c 达到 380 A (4.2K，3T)。电工所在 MgB_2 带材制备技术、掺杂及元素替代等方面也开展了大量工作，在国际上首次报道了采用 $ZrSi_2$、ZrB_2 和 WSi_2 化合物掺杂大幅度提高 MgB_2/Fe 线带材 j_c 的新方法，通过纳米 SiC 和 C 掺杂制备的带材在 4.2K、10 T 下 j_c 达到约 2×10^4 A/cm^2，并在世界上首次证明，对于 MgB_2 材料，掺 C 可以得到和掺 SiC 一样优异的性能。这些研究成果标志着我国在改善 MgB_2 高场超导性能领域达到了国际先进水平。中科院电工所还在国际上首次将强磁场热处理技术应用于 MgB_2 超导体制备过程，改进了 MgB_2 在强磁场下的超导性能，同时还利用制备的 MgB_2 长线材开展了线圈绕制、测试等 MRI 磁体前期研究工作。

高温超导 REBCO 块材目前多应用在磁悬浮列车、飞轮储能系统、电机用磁体、故障限流器、大电流引线等领域，其中日本制备的高温超导块材性能较好，最大直径可达 150mm 以上，可俘获 7 T 以上磁场，并进行了多种应用尝试。较受关注的高温超导块材应用如下：

(1) 高温超导磁悬浮列车。2001 年 1 月，采用高温超导块材产生悬浮力的载人高温超导磁悬浮试验车在我国西南交通大学研制成功。目前，超导磁悬浮技术问题仍较多，REBCO 块材成本高，日本日钢公司正在利用 100mm 直径的 YBCO 块材拼成底盘研制磁悬浮列车模型。

(2) 磁悬浮飞轮储能系统。以美国波音公司为主要代表，其飞轮储能达 10kWh，并将建立 100kWh 的飞轮储能系统。日本 ISTEC 研制了 10kW、15 000 r/min、403kg 的飞轮储能系统。

(3) 电机用磁体。2000 年莫斯科技术大学与德国 IPHT 合作研制出功率 0.1～18kW、50Hz 频率的高温超导发电机。他们研制的新型高温超导转子马达功率达 125kW，效率为 0.80。

(4) 电流引线。在大电流或传导冷却超导磁体等强电应用中，可采用高温超导块材制作电流引线，以减少引线漏热，目前日本等国一些公司已有 kA 级商品高温超导块材电流引线供应。

此外，西门子、ABB 等公司采用高温超导块材的电阻型限流器也已进行了初步试验。

第 4 章　超导磁体技术

超导磁体技术是利用超导体来产生高磁场的一门技术。超导磁体技术是超导电力技术的基础，同时在材料、交通、环保、能源、生物医学以及国防等方面也有广泛的应用。

1　超导磁体系统的结构和特点

一套完整的超导磁体系统包括杜瓦、磁体、操作平台、控制系统、液面计、变温插件以及电源系统。专用的控制软件结合硬件保护设计，使整个系统在拥有很高自动化水平的同时，安全性也得到加强。其中超导磁体包含有线圈、失超检测、失超保护系统和低温探头（包括温度、应力、应变探头）等。

超导磁体从磁体绕组形状上分为螺管磁体、鞍形磁体、跑道形磁体、D 形磁体及各种组合磁体；从磁场形状上分为梯度场磁体、匀场磁体、二极磁体、四极磁体等多极磁体；功能上分为高场磁体、储能磁体、磁共振磁体、加速器磁体、探测器磁体、聚变磁体等。不同冷却方式的超导磁体，其结构、工艺和建造技术是完全不同的；为了清晰认识磁体系统的结构和特点，我们按照冷却方式来分类，分别介绍几种不同超导磁体的结构和特点。

1.1　浸泡式超导磁体系统

浸泡式冷却的超导磁体绕组部分和低温液体直接接触，使超导磁体具有较好的传热性能。根据磁体结构，常见的超导磁体多为密绕型绝热稳定超导磁体，低温液体只和磁体表面接触，磁体是依靠绕组的热传导来冷却的。有的超导磁体运行过程中损耗较大，如快速脉冲磁体，为了实现较好的传热，在磁体内部开有很多冷却通道。冷却通道可开在绕组的层间，或在层间和匝间均开。浸泡式超导磁体具有较高的稳定性和较大的抗热扰动能力。为了提高超导磁体的运行电流和磁场，还可通过减压降温的方法来降低磁体运行的温度。以高温超导磁体为例，当温度从 77K 减小到 4K 时，其临界电流密度可以提高大约 3～5 倍。在过去 30 年中，浸泡冷却超导磁体技术得到了很大发展，使用 NbTi 的低温超导磁体，其中心磁场可以达到 10T，磁场从 10T 到 20T 的磁体则使用 NbTi 和 Nb_3Sn 组合绕制。为进一步提高磁场到 30T，可使用低温和高温超导体的混合结构。当运行温度从 4.2K 降到 2.2K 时，NbTi 超导体的临界电流密度可提高 20%，典型 Nb_3Sn 超导体可提高 10%。典型 NbTi 磁体，工作在 4.2K 时磁场约 9T，工作在 2.2K 时可提高到 11T；运行在 4.2K 的 NbTi 和 Nb_3Sn 混合磁体，工作磁场可达 18T，当温度降低到 2K 时，磁场达到 20T。图 19.4-1 是中科院电工所设计的 25T 分离式高磁场超导磁体系统，该系统由 NbTi、Nb_3Sn 和 Bi2223 高温超导体组成，运行在 1.8K 的极低温条件。

1.2　传导冷却的超导磁体系统

浸泡冷却超导磁体的显著缺点是依赖于低温液体，主要是液氦，这对其推广有一定的限制。为了消除上述障碍，早在 1983 年 Hoenig 就提出了不用液氦，而用制冷机冷却超导磁体的设想。随着小型制冷机技术的突破和高温超导电流引线的出现，近十来年传导冷却超导磁体技术得到了快速发

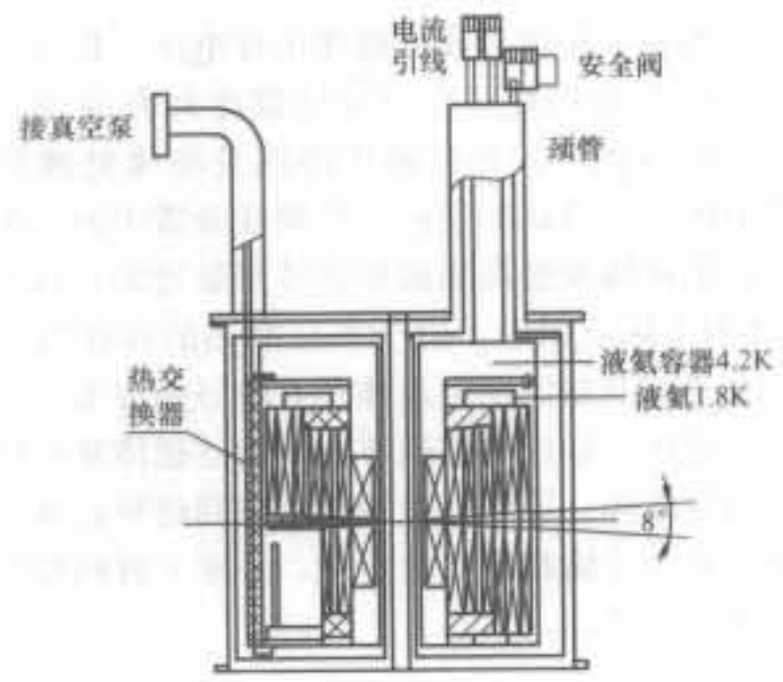


图 19.4-1　典型分离线圈浸泡式高磁场超导磁体系统

展。目前在很多应用领域传导冷却磁体已经或正在取代浸泡冷却磁体。传导冷却超导磁体系统主要由超导磁体、微型制冷机、低温容器、电流引线、磁体电源及控制部件组成。它与液氦浸泡冷却磁体系统的主要区别在于冷源、低温容器结构和电流引线。完全由普通金属（或合金）构成的传导冷却电流引线漏热比气冷引线大得多，传导冷却磁体技术发展初期引线漏热曾是难以逾越的技术障碍。采用高温超导体—铜二元结构，引线向二级冷头的漏热已可做到比气冷引线还低得多的水平。经过十余年的发展，传导冷却超导磁体技术已基本成熟，磁体性能已十分接近浸泡冷却磁体。由于使用十分方便，传导冷却磁体具有更为广泛的应用前景。传导冷却磁体技术的进一步发展主要包括进一步改进磁体内的传热结构，提高磁体的稳定性；减轻磁体漏磁场对冷头和引线性能的影响；研制性能更为理想的控制式热开关；优化二元结构电流引线正常金属段的设计；改进变截面高温超导电流引线和传导冷却磁体系统中超导开关的设计方法等。图 19.4-2 是传导冷却的高磁场超导磁体系统。

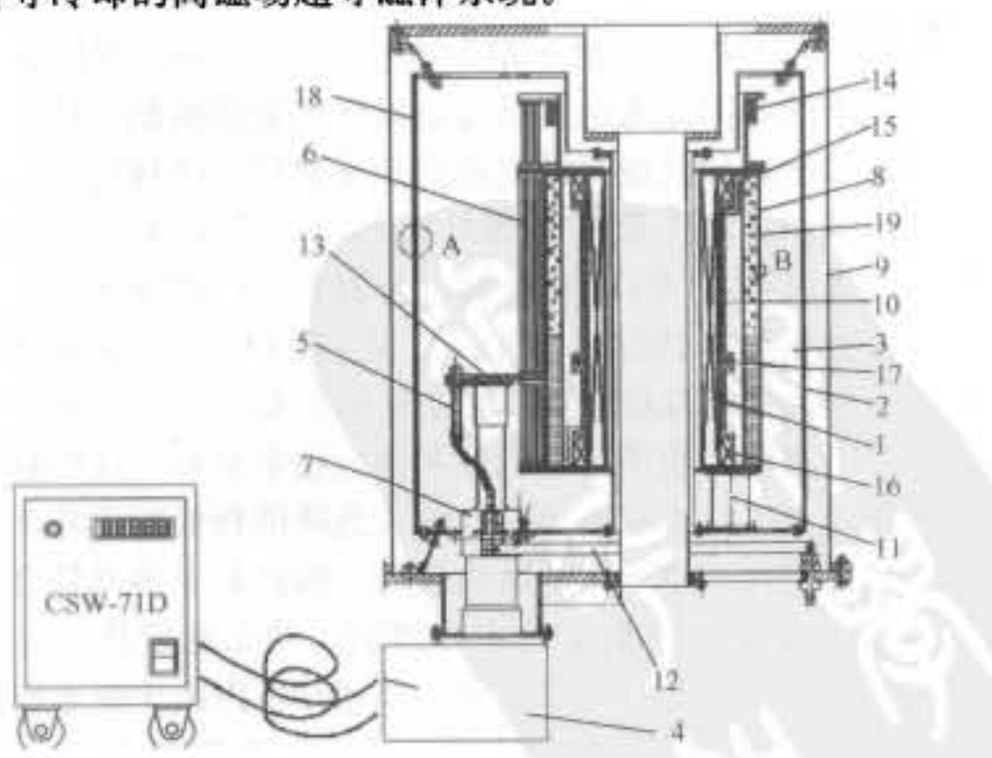


图 19.4-2　典型传导冷却的高磁场超导磁体系统

1—超导主线圈；2—热辐射屏；3—真空环境；4—GM 制冷机；5—Bi2223 高温超导管；6—热导结构；7—GM 制冷机的一级冷头；8—高压氦气容器；9—外真空容器；10—热交换器；11—可缩热管；12—常规铜带引线；13—GM 制冷机的二级冷头，14、15、16、17—超导补偿线圈；18—超级绝热层；19—多层绝热层

1.3 迫流 CICC 和两相流冷却超导磁体系统

CICC（cable-in-conduit-conductor）由液氦冷却的超导电缆和包围电缆的导管组成，可用超临界氦来冷却导体股，使它运行在超导态，导管通常用不锈钢或其他材料制成。导体的横截面直径为几个厘米，长度为几百到几千米。导体外包裹有绝缘层，绕制成饼状或层状线圈结构。这种 CICC 导体具有较高的稳定裕度、高的绝缘击穿电压、较好的机械稳定性和较低的交流损耗；有所含低温冷却介质少、运行安全、可靠性高等优点；并有磁体绕制及绝缘处理简单等优势，是目前国际上公认的受控热核聚变装置中的大型超导磁体、超导储能磁体及极高强磁场磁体等装置的首选导体。在 CICC 导体的实际应用中，由于本征漏热的存在将产生气液两相。含有气液两相的低温液体具有较好的温度均匀性，因此大型超导磁体，如探测器磁体、加速器磁体常使用迫流两相氦冷却超导磁体。采用低温两相流控制超导磁体运行涉及液体汽化、流体传输和低温稳定化，必须了解两相低温液体的传输和热转换特性。

2 超导磁体的磁热稳定化理论

2.1 磁通跳跃的绝热稳定化理论

目前关于低温超导体的磁通跳跃过程已经有比较透彻的理解，并且基于磁通跳跃理论能够设计出实用化的超导线。从磁通运动的物理机理出发，抑制磁通跳跃的条件是有效热容 γC_e 为零，因此，超导体磁通跳跃稳定化的条件为

$$\frac{\mu_0 j_c^2 p_2^2}{\gamma_C (T_c - T_b)} = \beta_s < 3 \text{ 或 } p_2 < \sqrt{\frac{3\gamma C (T_c - T_b)}{\mu_0 j_c^2}} \tag{19.4-1}$$

式中：C 是超导体的比热；γ 是超导体的密度；T_c 和 T_b 分别是临界温度和超导体运行温度；j_c 是超导体的临界电流密度；μ_0 是真空中的磁导率；p_2 是磁通穿透深度；β_s 是稳定化参数。

2.2 动态稳定化理论和低温稳定化理论

在绝热稳定化磁通跳跃理论中，忽略了在磁通运动过程中的热传递，对于大部分超导材料而言，这一近似是正确的。在实际工程中要加工单根直径 50～100μm 的超导丝是非常困难的，因此无论是高温超导体还是低温超导体，一般都采用多个超导丝嵌在低电阻高热导稳定基体材料内形成复合多丝结构。对于低温超导材料 NbTi、Nb_3Sn，目前多采用高纯无氧铜（OFHC）或铜合金材料（CuNi）作为基材；对于高温超导体 Bi2223、Bi2212 和 YBCO，则采用银或银合金材料作为稳定基材，而 MgB_2 主要是采用铁作为基材，或以铁为隔离层，使用高纯无氧铜作为稳定基材。这些稳定基材一方面可以阻止磁通运动，极大地降低释放的热功率，另一方面又增加了超导体的散热能力。因此对于多丝复合超导线/带材而言，绝热假定是不合理的，动态稳定化理论考虑热、电流和磁场随时间的变化，即超导体内由于磁通跳跃产生的热量能够传递到低温冷却介质中。考虑图 19.4-3 所示的超导带材，超导体的传输电流等于其临界电流，宽面和低温液体接触。为了研究带材的稳定性，供给热脉冲到带材，使其温度均匀升高 ΔT。由于温度的升高导致超导体的 j_c 减小，因此部分传输电流从超导体转移到基材内。假定在这个过程中产生的热功率大大小于低温流体的传热能力，温升 ΔT 最终减小到零。这个过程可以通过图 19.4-3 中的曲线 A、B 和 C 表示。当扰动的热脉冲过后，稳定基材的温度最先恢复，超导体的恢复过程主要取决于超导体的热扩散系数。

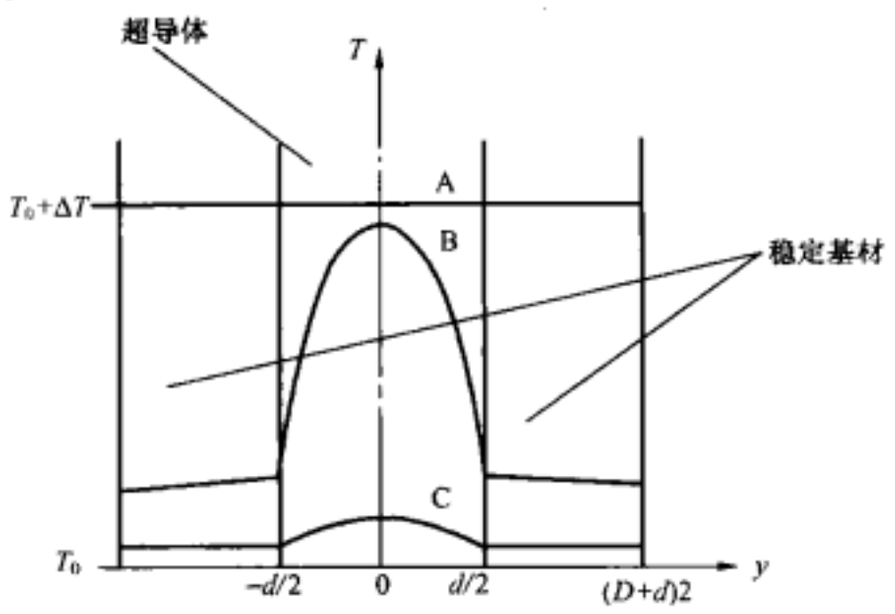


图 19.4-3 动态稳定化超导带材结构

为了分析上述过程，假定温升 ΔT 引起的 j_c 下降为 Δj_c，电流流入稳定基材内，因此产生电场 E，如果基材的电阻率为 ρ。通过解超导体的热平衡方程，可得到动态稳定化判据为

$$d \leqslant \pi \sqrt{\frac{k_s (T_c - T_b)(1-\lambda)}{\lambda j_c^2 \rho}} \tag{19.4-2}$$

超导体的动态稳定性主要是由热导系数、超导体运行的温度裕度以及稳定基材的电阻率决定。低温稳定化方法是采用大量高电导的正常金属如无氧铜、铝及高纯银作为超导线的稳定基材。典型的基材和超导材料面积之比大于 10，并将超导线材浸泡在低温液体中，依靠沸腾传热来冷却。如果扰动使超导体局部变成正常态，因超导体正常态的电阻率大大高于基材的电阻率，传输电流将分流进入稳定基体内，从而减小超导线材的发热。低温稳定化的基本判据是超导体的发热功率小于低温液体的传热功率，其判别标准称为 Stekly 判据。

2.3 本征稳定理论

超导体稳定化的目的是热扰动过后恢复到超导态。低温稳定化判据通过采用稳定基材或控制运行电流密度来使超导体恢复到超导态，但这一判据对当地扰动过于保守，因为仅考虑了超导体和低温液体（介质）间的热转换，没有考虑固体传热。本征稳定化理论假定超导体截面上温度具有非均匀分布，如图 19.4-4 所示，复合超导带或薄膜表面和低温流体接触，线性形状的热扰动位于超导体中心。由于对称性，仅需考虑复合超导体的 1/4。超导线、带材截面上非均匀温度分布首先由 Flik 和 Tien 在 1990 年提出，并引入了本征稳定化判据。

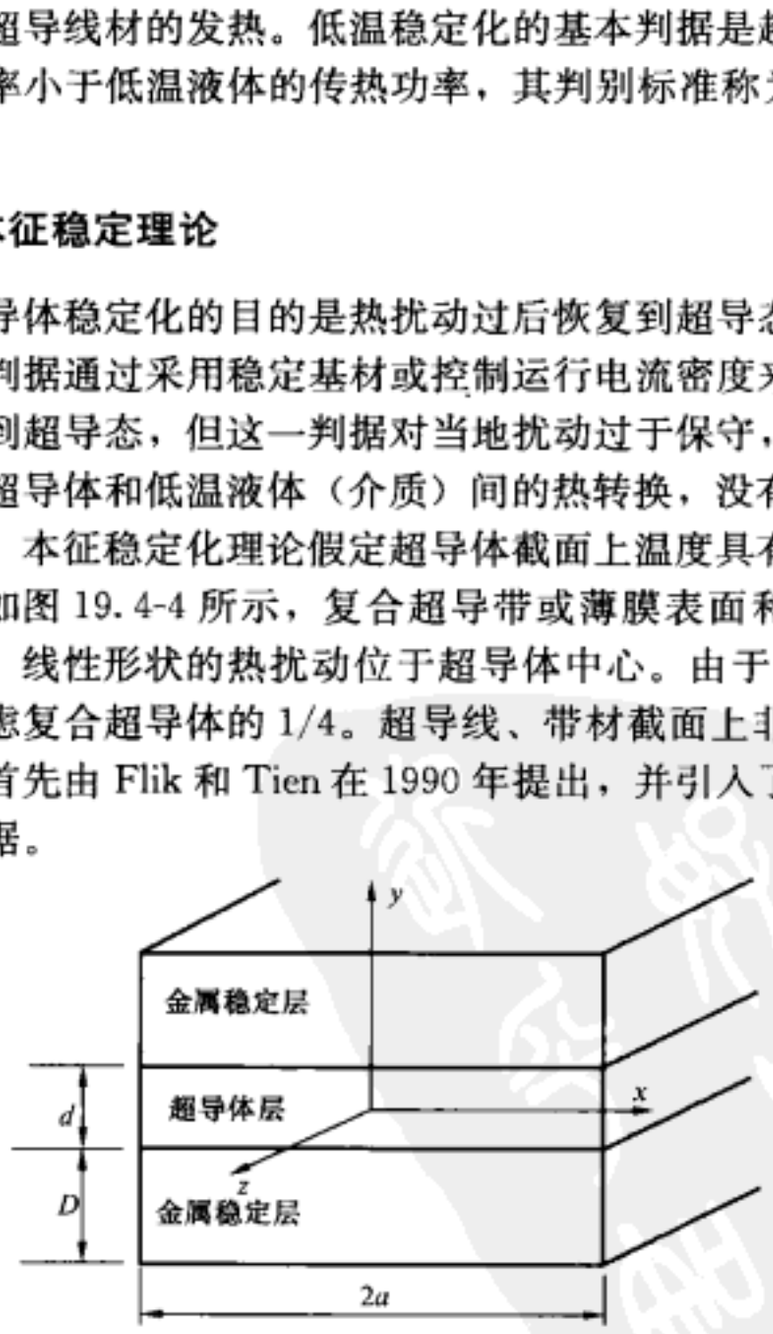


图 19.4-4 复合超导带或薄膜的表面和低温流体接触

超导体的 j_c 随温度的升高而减小，如果截面上某一部分由于热扰动，可能通过的最大电流将减小。当截面上可能通过的电流大于运行电流 I_{op} 时，如果部分超导体变成正常

态，只要条件 $\int_{A_s} J_C(x,y,z,t)\mathrm{d}x\mathrm{d}y > I_{op}$ 成立，整块超导体将保持超导态；如果超导截面不能传输电流 I_{op}，本征稳定条件不能满足，在超导体和稳定基体之间将发生电流转换

$$\phi = 1 - J_r = 1 - \frac{J_{op}}{j_{c0}}, \text{其中 } J_{op} = I_{op}/A_s \tag{19.4-3}$$

式中：A_s是超导体的截面积；j_{c0}是在温度为 T_b时的临界电流密度。

定义不稳定参数 ϕ (t)

$$\phi(t) = \frac{1}{ad}\int_0^a\int_0^d f(\theta_s)\mathrm{d}x\mathrm{d}y, \text{其中 } \theta_s = \frac{T(x,y,t) - T_b}{T_c - T_b} \tag{19.4-4}$$

函数 f (θ_s) 定义为

$$f(\theta_s) = \begin{cases} 0 & \nu < 0 \\ \nu & 0 \leqslant \nu < 1 \\ 1 & \nu > 1 \end{cases} \tag{19.4-5}$$

式中：ν是任意独立变量。

假定超导体 j_c随温度线性变化，方程 (19.4-4) 可表示为 $\phi = \theta_{sh}$，温度 θ_{sh}是超导体的 j_c刚好等于其运行电流密度时，超导体温度 θ_s的最大值。高于这一温度时，超导体内传输的电流将开始减小，因此超导体和稳定基材开始发生电流转移时的最大温度，即复合超导线电流分流温度的无维参数 $\theta_{sh} = 1 - J_r$是超导体稳定性保持和失败的判据。

2.4　超导磁体内部电流分布对磁体稳定性的影响

分析和测量高磁场超导磁体的电流分布特性较为困难。一方面由于超导磁体是由多重复合导体组成，极高磁场的超导磁体内产生复杂的电、机械以及非线性磁热扩散过程，另一方面超导磁体本身也是复合材料构成，其应力、电流分布以及接触特性很难精确地确定，磁体系统在运行过程中由于其超导线圈之间具有较强的电磁耦合，其电磁结构力学行为和热现象相当复杂。高磁场大口径超导磁体，例如磁场达 20～30 T，口径在几百毫米的范围内，其运行过程中超导股/带之间由于相互耦合将产生电动势，诱发超导磁体内电流非均匀分布和电流扩散。复合超导体结构优化往往是相互矛盾的，例如较小超导股扭矩可减小交流损耗，但是小的扭矩使得在超导复合导体扭绞的过程中产生超导股的结构损坏且不能保证超导电缆的机械稳定性。此外，对于横向磁场，较小扭矩可以减小股间耦合，然而它会加强纵向磁场的电磁耦合行为；在超导股的表面镀上高电阻的隔离层，例如 Cr 等能够有效地限制超导股之间的耦合损耗，甚至完全绝缘的电缆可以全部消除股间耦合损耗，但如果超导复合导体中某超导股发生失超时，由于股间电流不能有效转换，将大大减小复合超导体的稳定性，减小复合超导体的最小失超能。完整地设计和建造低损耗、高稳定性的复合超导体，需要精确分析相关的电动势和电流分布。由于复合超导体是复杂的三维结构，耦合电流在整个超导电缆的长度范围内在股间转换，超导股间的接触电阻取决于超导股的空隙因子。例如，加速器超导磁体和其他的快速脉冲的超导磁体中，超导复合导体通常由两层结构组成，超导股之间的耦合电流是在两层超导股相互交叉的位置形成耦合回路。最近一些研究者已经注意到复合超导体内部的电动特性，并从理论和实验上进行了研究，但主要是集中在多重 CICC 导体本身，实验上测试这种电动力产生的非均匀电流分布对磁体稳定裕度的影响。

3　超导磁体的设计和应力分析

3.1　超导磁体设计的一般规则

超导磁体的设计通常是给定中心磁场、内半径和磁场分布或稳定度等。设计一般高磁场超导线圈从实际工程经验和数学优化角度来看具有一些经验规则。设计具有一定均匀度的超导磁体可以选用单一螺管线圈结构，显然，磁感应强度随着到螺管线圈中心的距离快速衰减，这是产生磁场不均匀的主要原因，如果设计成分裂螺管，就可提高线圈中心区域的均匀度。

超导体的最大运行电流密度依赖于绕组的最大磁场，增大电流密度意味着在给定的中心磁场下，绕组上的磁场最小。对于给定中心磁场的磁体，非均匀电流密度分布的设计可以极大地减小线圈的体积。在实际工程中最简单的处理方法是使用相同的全电流，但是在超导体中具有非均匀的电流密度分布。如果磁体包含两种电流密度的导体，可用低电流密度的导体作内层线圈，高电流密度的作外层线圈。单一超导螺管线圈的设计满足 $B/(Ja_1) = F(\alpha, \beta)$，使用不同的 (α, β) 可以任意满足该方程，设计时应该使用其他的一些限制条件，例如线圈的尺寸、均匀度、最小体积等，同时应该尽可能地减小超导绕组的最大磁场，使得磁体的中心磁场和最大磁场之间的差值最小。线圈的体积 V 和导体的长度 l 分别是

$$V = a_1^3 v(\alpha,\beta) = 2\pi a_1^3 \beta(\alpha^2 - 1), l = n a_1^3 2\pi\beta(\alpha^2 - 1) \tag{19.4-6}$$

式中：n 是单位面积的匝数。

如果计算 v (α, β)，沿着任何 F 恒定的曲线，可以发现体积最小的线圈参数。在选择线圈的形状时应考虑磁场分布，特别是对于低 F 数的线圈，最大磁场不是在线圈的中心，而是在绕组上。超导体的临界电流密度是磁场的敏感函数，因此一个长而薄的线圈具有较低的最大磁场，图 19.4-5 给出了在不同 (α, β) 处的最大磁感应强度和中心磁感应强度之比。对于给定的磁场可以使用短而厚的线圈 C 和长而薄的线圈 B。超导线圈的设计，首先考虑最大磁感应强度的影响，考虑超导线的临界电流密度随磁场的增大而减小，一个长度较大、最大磁场对中心磁场低的线圈，将具有较小的体积。

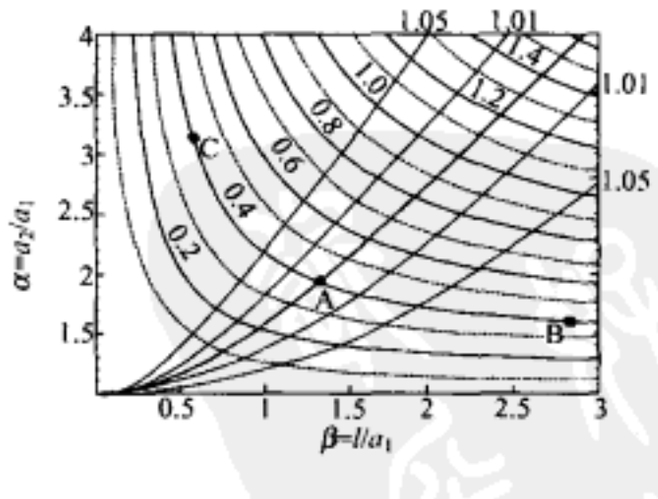


图 19.4-5　恒定的 F 线作为 α、β 的函数
B—饼状线圈；A—中等长度线圈；C—长螺管线圈

3.2　复杂电磁结构超导磁体的电磁逆问题和数值优化

超导磁体设计者关心的是螺管线圈在轴线附近某一区域的磁场分布：高均匀度超导磁体要求给定区域内磁场的不均匀度小于给定值。目前通用磁体在 ϕ10cm 球形范围内典型的不均匀度小于 10^{-2}～10^{-5}。MRI 磁体在 ϕ500mm 球形范围内磁场不均匀度小于 10^{-6}，NMR 磁体在测量体积

0.2cm³内，即 ϕ7.2mm 球形范围内磁场不均匀度小于 2×10^{-10}。单螺管线圈通常难以实现足够高的均匀度，使用如图 19.4-6 所示的内、外补偿线圈可在提高中心磁感应强度的同时使磁场变得较为均匀。总之，通过配置合适的超导线圈可满足均匀度要求。

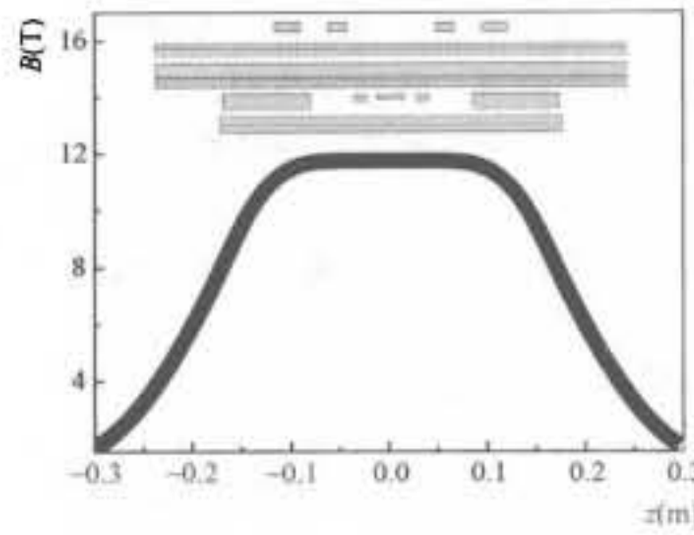


图 19.4-6 使用内外补偿结合使 500MHz 的 NMR 主磁体实现高均匀度磁场

超导磁体优化设计可采用线圈体积作为目标函数，有时也考虑给定磁场分布和对应超导线圈提供磁场分布差值的平方和，其他作为限制条件。优化磁体设计的电磁场逆问题如下

$$f=\min_{\alpha_i,\beta_i}\sum_{i=1}^{M}2\pi a_i(\alpha_i^2-1)\beta_i \text{ 或 } f=\min_{\alpha_i,\beta_i}\sum_{s=1}^{N_s}(B_{\exp}-B_s)^2 \tag{19.4-7}$$

式中：$B_{\exp}$是希望的磁场；B_s是计算的磁场；N_s是计算的磁场点数。

相关限制条件包括：中心磁场必须满足预设值；线圈的内半径不仅取决于所需磁场空间的内半径，同时应考虑低温系统和线圈骨架所占的空间；超导线的运行电流密度限制 $J_{opt}=\zeta j_c(B_m, T, \epsilon)$（$B_m$是在线圈上的最大磁场，$T$ 是线圈的运行温度，ϵ 是超导体的应变，ζ 是线圈运行的电流裕度）；磁场的均匀度限制条件；超导线材的应力、应变限制条件等。电磁优化设计是通过合适的数学方法评估目标函数的最小，通常这要对大量参数进行评估，常用方法有：靠积累的工程经验使用尝试和测试方法；通过实验优选方案，比较优劣决策和建立数学模型，求解最优策略。

3.3 高磁场超导磁体的应力效应

分析超导磁体机械应力问题有解析和数值分析方法。解析方法基于一系列的假设和简化，对电磁力引起的应力应变行为的力学方程求解。一种解析方法是采用应变级数展开方法，利用傅里叶变换求解弹性范围内的应力/应变关系；另一种方法是使用无限长螺管线圈近似方法，采用分离变量解微分方程，得到应力/应变关系。解析解超导螺管线圈的机械行为能够有效地判断磁体的应力和应变随结构参数的变化规律，但是所得到的结果并不是很精确，特别是对于复杂磁体结构的超导磁体更是无能为力。商用有限元技术的发展，使得我们不仅可以直接而高精度地决定超导螺管线圈的应力/应变分布，而且对于任何复杂的超导磁体，其应力问题的分析也是相当精确。应用商用有限元程序，例如 ANSYS、Pro/E 和 Soildworks 等，采用电磁和机械应力分析直接耦合的方法，材料的参数使用复合结构的平均模型，不仅可以计算超导绕组内的应力应变关系，而且能够有效地采用接触单元技术研究超导绕组之间、绕组和骨架之间的应力行为，从而大大提高了人们对于超导磁体的电磁力和由此引起的机械应力、应变分布的认识，发展有效的机械结构来平衡电磁应力。

构成超导磁体的大部分复合材料包含延展性能较好的金属和脆性材料，它们具有不同的机械特性和热特性。由这种复合材料构成的超导线圈运行经历不同的温度变化，最终达到其运行温度，这个过程往往产生初始热应力和应变。使用自适应网格有限元技术处理传热问题，能够较为精确地研究复合材料内部的热过程，但依然不能精确处理每一组分的应力问题。采用自适应网格精细技术，一些单元可能非常小，设定长度单元、面积单元和体积单元从而产生正定的雅可比矩阵，理论上可以离散复合材料到任意小单元，使每种元素具有相同成分。由于模拟复合材料采用较小的网格结构，使得有限元模型包含成千上万的单元，可能导致计算时间的极大耗费。对于中等规模的问题，通过使用合理的模拟技术和计算机系统可减少计算量。解较大模型复合线圈可采用所谓的分块有限元技术，聚集一群元素进入所谓的超级元素，同时把每一个群元素的刚度矩阵作为一个极小的矩阵用作后续分析。这样每个超级元素仅要求较小的存储空间，一个较大的结构可以分成几个超级元素模型。特殊结构的超导线圈复合结构、应力分析可通过形成每一种材料一个超级元素模型来完成。在许多情况下，超级元素刚度矩阵可以看成一般的元素来模拟整体线圈结构。中国科学院电工研究所王秋良等人使用 ANSYS FE 软件包，用超级元素技术成功模拟了大型 900MHz NMR 超导磁体系统。

4 超导磁体的失超保护

4.1 超导磁体失超的产生

失超现象通常发生在超导线圈的局部，然后传播到整个超导线圈。产生超导磁体失超的扰动有：机械扰动；Lorentz 力产生的导线运动；绕组的形变；超导线内的磁通跳跃；附属的交流损耗；由于电磁扰动产生电流在股间重新分布；热扰动，例如电流引线，仪器测控引线等的热传导；其他原因，如核热和束流辐射等。各种扰动的时间谱示于图 19.4-7 中。当超导磁体因扰动产生失超，超导体中的传输电流转到超导股的稳定基材内流动，同时磁体局部温度升高。为了抑制磁体的局部温升，超导磁体内传输电流应快速衰减，磁体中储存的能量或者被磁体本身吸收或者转移到保护系统之中。超导体失超和恢复过程中典型热点温升随时间的变化如下：外界扰动发生后，电流在超导线内分流，超导磁体在扰动过程中温度升高达到极大值，当扰动完成之后超导磁体的热点温度开始减小，超导磁体的失超和恢复依赖于发热和传热功率。如果超导磁体的能量由外保护电阻吸收，这个保护电路可放置于室温或低温环境。一些超导磁体本身有充分大的焓，能够吸收本身的储能使得超导磁体的温度小于设计的安全裕度。在实际过程中往往大的热和电磁扰动导致超导磁体的正常区扩展不可控，磁体的失超不可恢复。超导磁体失超问题包括研究失超过程和相关物理参量的变化；对超导磁体失超的危害评估；以及发展有效的检测和保护方法使得超导磁体失超后不至于损坏。

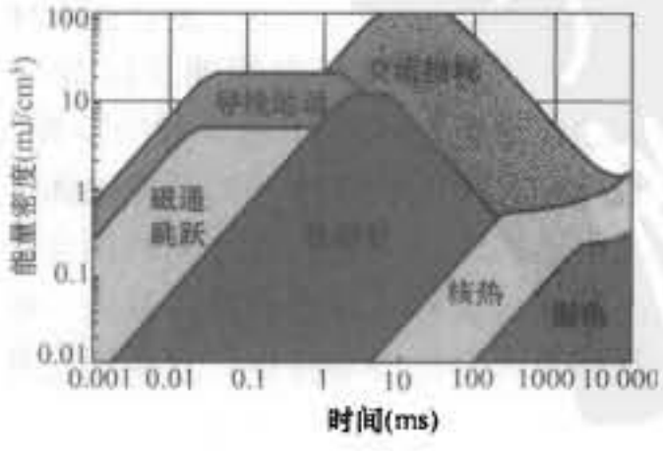


图 19.4-7 产生超导磁体失超的扰动源大小和持续时间

4.2　超导磁体的保护和检测电路

失超时，超导磁体储存的能量将转变成热能，如果低温系统有充分的冷质量吸收超导磁体的储能，同时正常区域能够在非常短的时间内扩展到磁体的大部分范围，这种超导磁体无需外保护，此时仅要求断开充电电源即可。但是当超导磁体具有较高的储能时，必须使用外电路来检测磁体失超和使用有效的保护电路。超导磁体失超检测较为普遍的方法是桥路电压平衡检测法。对脉冲超导磁体或电磁干扰较大的场合，平衡桥路方法可能会出现问题，可采用其他先进检测技术，例如光纤和声发射检测等。

目前发展的失超保护方法有主动和被动保护技术，主要包括：外接电阻；次级耦合电路；分段外接电阻；外接高电流的二极管或二极管和电阻组合保护的方法。保护电路可使用在低温或常温环境中的外保护电阻，一般高储能的超导磁体其保护电阻应该放置在室温环境中，对于储能小于 MJ 量级的超导磁体，通常保护电阻放置于低温环境之中。商用超导磁体，例如核磁共振成像磁体（MRI）、核磁共振谱仪磁体（NMR）、密绕超导磁体以及传导冷却的超导磁体等，在磁体处于闭环运行、严格限制两端电压的情况下，失超保护通常采用外接电阻或低温二极管，这时大部分能量将转移到低温容器内的取能电阻或二极管内。在取能电路中，可将断流器或开关或者断流器和开关的组合放置在低温容器内。这种开关包括超导开关、低温二极管和低温晶体管。为了使得超导磁体的储能尽可能在磁体内均匀释放，失超传播速度应该尽可能快，因此多线圈的超导磁体通常使用加热器加热方法加快磁体的失超传播。在超导磁体内使用和超导线同绕加热器的方法有两方面的作用，一是限制超导磁体的热点温升，同时极大地减小了超导线圈内的电压和线圈的端电压。这种保护方法的主要缺点是超导磁体失超后所有的液氦几乎全部消耗，磁体恢复到超导态需要较长时间。对于加速器超导磁体，由于大量的超导磁体串联在一起，磁体保护多采用冷开关和外取能方法。

4.3　热稳定化超导磁体失超分析

数值分析程序已被用于模拟超导线圈的失超过程，第一个失超传播程序是 M. Wilson 在 1968 年开发的，名字是 Quench。在 t_0时刻，超导线圈的电流为 I_0，用超导线圈的温度、磁场和物质参数计算出超导线圈正常区域的传播速度。假定在 t_1时刻超导线圈的正常区域传播速度为 V_{adl}，计算得到正常区域的体积为 V_1，由此可以计算体积 V_1 的平均温度和电流的衰减。在下一个时刻使用上一时刻的温度和磁场计算正常区域的传播速度和正常区域的体积增量，再次计算正常区域的温度，同时再一次计算内部失超区域的温度，每一层保持它本身的温度记录，磁场、整个线圈的电阻以及电压降都可以计算出来，感应耦合和其他的情况可以在分析中计入。使用变化的材料特性，采用 Euler 方法解方程，当时间步长足够小时，可得到合理的精度。Kopeke 在 1990 年发展了这一程序用于 Tevatron 磁体的失超分析，Otterpohl 采用 Quench 程序分析 DESY 加速器磁体 HERA，1992 年 Tominaka 使用采用分块超导线圈技术的失超计算分析程序 QuenchM 分析涉及多超导线圈的失超保护问题。Pissanetzky 发展了新版本的失超分析程序，可用于有铁芯和无铁芯情况，超导线圈可以运行在持续电流模型和有电源连接情况下，以便研究单一和多个超导线圈的耦合问题。这种方法假定超导线圈的失超可以在线圈的任何位置发生，并且失超在三维方向传播。线圈的磁场和电感可以直接通过有限元计算得到，所有的材料特性及其与温度和磁场的关系直接使用空间分布的温度和磁场求解，通过解材料对应的方程得到下一时刻的物质参量。对于 LHC 超导磁体的失超分析，Hadge 等发展了一个多功能的软件包，这个通用程序 QUABER 是基于专业有限元分析工具 SABER。Q·Wang 发展了一个二维失超分析程序包 QFEM，用于 NMR 计算。

对高温超导磁体失超特性的理解是建立在充分理解绕组正常态扩散的基础上，高温超导磁体较不易失超，但高磁场超导体的失超可能导致灾难性结果。低温超导体中关于失超问题已经发展了解析和数值分析方法，并用于磁体的保护。高温超导磁体的失超机制在许多方面与低温超导磁体具有相似性，但也有几点显著差异。主要原因是高温超导体的运行温度在 20～70K 范围，远高于典型低温超导体的运行温度，4.2K；高温超导带材内存在电流分流区的温度跨度从 10～100K，而低温超导体只有几 K 左右。Bi2223 带材的运行温度可以处于 0～110K 之间，这样大的跨度意味着高温超导磁体失超是由早期阶段电流分流产生的焦耳热决定的。与此相反，低温超导材料仅有相对小的电流分流区域，一旦正常区产生，超导体的失超区只需要几 K 就能转化成完全的正常态。高温超导磁体的典型运行温度是 20～70K。在这个范围，一些材料性质，如临界电流密度、材料的比热、热导率和电阻是温度和磁感应强度的非线性函数。分析方法解高温超导磁体失超传播过程较为困难，典型解析分析大多数局限于一维沿导体长度方向，通过坐标变换，把一维热扩散方程转换为常微分方程，这种方法不能处理三维结构的高温超导磁体。有限差分法或有限元方法可直接得到高温超导体的瞬态热扩散，采用有限差分法，Bellis 和 Iwasa 发展了完整的数值程序模拟 Bi2223/Ag 带材电压和温度分布，通过传播速度和温度以及电压分布充分理解了高温超导带材失超现象。

5　超导磁体供电

电流引线是超导磁体和外界相连接的重要部件。由于电流引线是从常温 300K 到低温 77K 或 4K，同时超导磁体常常运行在较高的电流，一般从几十安培到几万安培的范围，对于高电流运行条件下的电流引线，其焦耳热和传导热是低温系统的主要热源。

5.1　传导冷却的电流引线和大型气冷电流引线的设计

对于传导型常规电流引线，考虑截面积为 S，引线的热端和冷端的温度分别为 T_h和 T_l，传输电流为 I，长度为 L。对单位长的引线，由微元热平衡原理图，可得热平衡方程为：

$$\mathrm{d}(k S \mathrm{d}T/\mathrm{d}x)\mathrm{d}x + \rho I^2/S = 0 \qquad (19.4\text{-}8)$$

式中：$k(T)$和 $\rho(T)$分别是引线材料的热导率和电阻率。

这是在没有冷氦气可以利用的情况下，传导冷却电流引线的最小热流（或称最优化热流）表达式。对于服从 Wiedeman Franz 定律，且计算中常数 L_0取平均实验值 $2.1\times10^{-8}\,\mathrm{W\Omega K^{-2}}$ 的情况，可得

$$\frac{Q_{\min}}{I} = \sqrt{L_0(T_h^2 - T_l^2)} \qquad (19.4\text{-}9)$$

式中：T_h为引线高温端的温度，一般是室温；T_l为低温端的温度，对于制冷机冷却的磁体是一级冷头的温度；$Q_{\min}$为最小热流，通常超导磁体使用的电流引线为两根，所以用运行电流的两倍乘以 $Q_{\min}$就得到了两根电流引线的最小热量。

大型气冷电流引线的设计较为复杂。电流引线使用多股铜引线和冷氦气充分接触，使得电流引线产生的焦耳热被冷却超导磁体的液氦产生的氦气充分冷却。设计的方程为

$$\mathrm{d}/\mathrm{d}x(k S \mathrm{d}T/\mathrm{d}x)+\rho I^2/S-fh(T-T_g)=0$$

$$\text{和 } fh(T-T_g)=mC_g\mathrm{d}T_g/\mathrm{d}x \qquad (19.4\text{-}10)$$

式中：h 是电流引线和氦气间的热转换系数；T_g 是氦气温度；m 是氦气的质量流率；C_g 是氦气的热容；f 是热交换效率。

通过解热导方程 19.4-10 可得到电流引线的优化设计结构。

5.2 混合电流引线

高温超导和铜二元复合电流引线的结构如下：引线分为上下两段，上段为普通金属，其上端处于室温，下段为高温超导体，其下端与超导磁体相连，由制冷机二级冷头冷却。上段与下段的连接点由制冷机一级冷头冷却，其温度在高温超导体的临界温度以下。由于高温超导体工作在超导态，其内没有焦耳热产生，又由于氧化物高温超导体具有很低的热导率（Bi-2223 体材在 77-4K 温区的平均热导率只有不锈钢的 1/3），因此二元结构可显著降低电流引线向二级冷头的漏热。目前，此漏热已可降低至铜气冷引线的 1/10 以下（总制冷功率已可降低至 1/5 以下）。理论上高温超导体越长，电流引线向二级冷头漏热越小，但高温超导体价格昂贵，采用过长的高温超导体经济上并不一定合算，技术上难度也会增加。

制作电流引线常用的高温超导体有 Bi-2223、Bi-2212、织构取向的 Y-123 块材及银和银合金基 Bi-2223 带材。Bi 系超导体 T_c 高、热导率很低；Y 系热导率较高，但 j_c 也较高，且随磁场的增高下降较 Bi 系慢，因此在磁场较高的场合具有优势。带材的 j_c 比体材高，但热导率也高得多，对于同样的设计工作电流，使用带材的引线比使用块材的漏热大。尽管如此，由于高温超导体热导率很低和具有脆性，体材尺寸过大容易出现磁热不稳定和冷热循环后出现裂纹，因此对于大电流情况仍倾向于使用带材。由于带材的热导率较高，其长度比体材长得多，为了减小引线的长度尺寸，带材一般绕成螺旋状。可通过银基合金化和降低基体的截面积来降低带材的热导率（研究表明，银金合金中 1%的金含量就有显著作用）。另外，由于超导体 j_c 与温度密切相关，高温超导电流引线采用变截面结构可进一步降低漏热。

5.3 超导磁通泵供电

超导磁通泵是一种有感负载供电装置。1933 年 Mendelssohn 首次提出使用电磁感应方法给有感负载供电，1962 年 Swartz 提出使用永磁体在超导薄膜上产生正常区域诱发感应电流给有感负载供电。20 世纪 60 年代人们根据半导体整流技术提出使用超导开关代替二极管形成全波、半波的超导磁体泵技术。目前这种方法可用于大型超导磁体和 NMR、MRI 磁体供电中。

6 超导磁体应用

当前，超导磁体的主要应用领域包括能源、凝聚态物理研究、材料加工技术、生物医学研究、大科学仪器如加速器等。很多领域正在尝试用高温超导磁体取代低温超导磁体，但高温超导带材机械强度较低，由于洛仑兹力作用造成的超导带材运动使其应用受到很大限制。

在能源领域，超导磁体的主要应用是超导核聚变。实现受控热核聚变需要极高温度，强磁场可用于平衡高温等离子体的压力，从而实现磁约束。磁约束核聚变装置有托卡马克、仿星器、磁镜及悬浮等离子体实验装置（LDX）等。1950 年 Kurchatov 俄罗斯原子能研究所发明了托卡马克系统。1992 年受控热核聚变国际合作计划 ITER 由美国、欧洲、日本和俄罗斯开始设计，目前已有多个国家参加，ITER 选址在法国的 Cadarache 核中心。

凝聚态物理研究多采用高磁场超导磁体和混合磁体，其稳定磁场可达 45T，脉冲磁场可达 100T。世界第一个极高磁场 45T 混合磁体系统运行于美国国立高磁场实验室。日本 Tsukuba 国立高磁场实验室采用超导磁体系统可以产生 23.4T 的中心磁场，混合磁体的最高磁场可达 37.3T。高磁场实验室用高温超导磁体采用 Bi-2223 磁体作为内插，可在 ϕ61mm 的温孔内产生 3.4T 中心磁场。此外，美国国立高磁场实验室和牛津超导技术（OST）合作发展了 2.95T 的高温超导磁体，在 2003 年 8 月成功实现了与水冷磁体的组合，其磁场达到 25T。欧洲正在启动高温超导磁体项目以发展 6T 超导磁体，运行在 20～40K 之间。中国科学院电工研究所在国家 863 计划的支持下发展了我国第一台 3.22T，孔径 120mm，运行电流 120～130A，运行温度 10～20K 的高温超导磁体，可用于例如磁分离系统、磁拉单晶、超导 SMES 和 8T 实验室磁体等方面。

高场磁体还是核磁共振谱仪磁体系统（NMR）的核心部件，目前普遍使用的 NMR 磁体具有标准孔径 52mm，磁场为 2.35～22.33T，对应频率为 200～950MHz，高磁场 NMR 磁体需要磁场稳定度达到 10^{-8}/h，在测量区域 0.2 cm^3 的球形范围内磁场均匀度达到 2×10^{-10}。高温超导磁体可作为内插线圈应用在 1GHz 的 NMR 磁体中，Bi-2223 和 Bi-2212 高温超导带材的临界磁场超过 30T，可使 NMR 系统获得更高的工作频率和灵敏度。

在医学领域，核磁共振成像系统（MRI）已成为诊断的重要工具之一，它具有对软组织成像清晰的优点。MRI 系统需要在较大体积范围内获得高度均匀、稳定的磁场，目前主要采用超导磁体，部分低场（<0.65 T）MRI 系统使用永磁体，并采用了铁磁和主动屏蔽技术。早期超导 MRI 磁体多用 4～6 个相同内半径的线圈，医学成像和介入治疗技术的发展要求 MRI 具有开放性，因此超导 MRI 磁体的发展趋势是超短腔、高磁场和完全开放式结构，目前最短的线圈长度为 1.5m，超短线圈还有利于减小液氦消耗和减少病人的幽闭症。

此外，超导磁体还可用于空间磁探测、大型加速器等方面。中科院电工所研制了用于鉴别宇宙射线性质的阿尔法磁谱仪（AMS），其第一代采用永久磁体，磁场为 0.15T，第二代采用超导磁体，提供的磁场更强，达到 0.87T，可实现更高灵敏度。在大型高能加速器中，超导磁体磁场不断提高，已达 10～15T，这可极大地减小电磁储能环半径和系统的运行费用。

第5章 超导限流器

1 超导限流器的分类和原理

随着国民经济发展，社会对电力的需求持续增长，城市与工业负荷不断增加、电网容量不断提高，各级电网中的故障短路电流水平也相应增大。目前我国输电电网的开关电器遮断容量多为50kA，许多地区短路电流水平已经接近甚至超过遮断容量。据电网规划，在2010～2020年间，全国许多地方短路水平将超过50kA，达到60kA以上。遮断容量的不足使得电网面临着巨大的安全隐患，电力系统也随之承受着前所未有的压力。解决短路电流水平过大的措施一般有电网系统分割运行、母线分割运行、提高电网电压、直流互联、安装限流电抗器、增加变压器阻抗等。然而，上述方法都有一定局限性，如采用高阻抗变压器将使电压调节变得困难；采用分割母线、分割系统、改变系统运行方式等来限制短路电流，不仅使电站的出线回路数增加，增大电站投资，也使本已十分复杂的电站总体布置和出线走廊更加复杂。引入主动型的限流装置（即故障限流器），不仅可以有效抑制短路电流水平，降低线路压降，还可以改善电力系统的稳定性，有效控制短路电流对电网和电气设备事故的影响，因此采用故障限流器技术是抑制短路电流的永久性解决方案。

故障限流器是一种串接在线路中的电气设备，它正常时阻抗很低，而故障时阻抗很大。它必须满足以下要求：

（1）能够限制故障电流的第一个峰值。

（2）正常运行时对系统无不良影响。

（3）动作时不会造成过电压等副作用。

（4）故障后能立即自动复位。

（5）成本低、体积小、可靠性高。

早在1974年，美国电力科学协会（EPRI）刚成立时，就将故障电流限制器作为优先发展的研究课题。经过数十年的发展，高温超导限流器成为目前公认最具有应用潜力的故障短路电流限制装置，世界许多国家对发展高温超导限流器给予极大的支持。

大多数原型超导限流器（SFCL）都是利用超导体的超导态—正常态转变的物理特性和一些辅助部件在线路出现故障时产生一个适当的阻抗来实现其限流功能的。当故障线路被开断或故障消失后，超导限流器自动复位。根据超导限流器的限流方式，可将超导限流器分为电阻型、电抗型或两种阻抗的混合，以下分别介绍已有的各种超导限流器的工作原理。

1.1 电阻型超导限流器

电阻型超导限流器是利用超导体超导态—正常态相变机制实现限流目的。如图19.5-1所示，超导体直接串联在系统的一次回路中，当系统正常运行时，由于运行电流低于超导体临界电流，超导体处于超导态，整个超导体呈现出的电阻为零，压降也为零，对电网影响为零（忽略交流损耗）。当电网发生短路故障时，流过超导体的电流迅速增大，当超过超导体的临界电流时，超导体就会失超，转变为常导态，使线路电阻迅速增大，短路电流就会被限制在一定范围内。该超导体可以是无感超导线圈、超导薄膜或超导块材，其电感很小。图中之所以要为超导体并联一个的常规旁路阻抗，目的是在电网发生短路故障时，为超导体分担一定的短路电流，降低超导体的温升，便于超导体快速恢复。



图19.5-1 电阻型超导限流器基本结构

1.2 磁屏蔽型超导限流器

磁屏蔽型超导限流器主要由铁芯、超导屏蔽筒和铜绕组等组成，如图19.5-2所示。超导屏蔽筒套在铁芯上，铜绕组又套在超导屏蔽筒上，使用时将铜绕组串在电网中。在系统正常工作时，工作电流在铜绕组中产生磁通，并在超导筒中感应电流，该电流小于超导体的临界电流，超导体处于超导态，因此磁通被超导筒完全屏蔽，无法进入铁芯。此时铜绕组相当于空芯电抗器，感抗较小，对电网影响也小。当电网发生短路故障时，铜绕组中流过的电流迅速增大，超导筒因感应电流超过其临界电流而失超，不能完全屏蔽铜绕组所产生的磁场，该磁场穿越超导筒进入铁芯，此时铜绕组相当于铁芯电抗器，感抗比较大，从而限制短路电流。

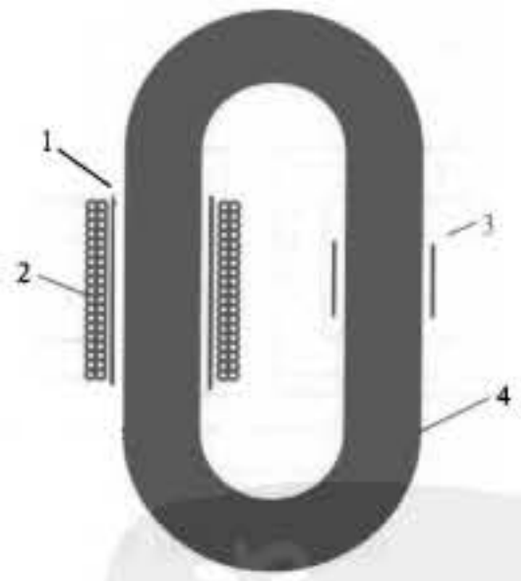


图19.5-2 磁屏蔽限超导流器基本结构

1—超导磁屏蔽筒；2—铜绕组；3—控制环（铜筒）；4—铁芯

1.3 桥路型超导限流器

桥路型超导限流器主要由二极管（VD1、VD2、VD3和VD4）桥路、超导绕组（L）和直流偏压源U_b组成，如图19.5-3所示。调节直流偏压源电压，使超导绕组中电流达到I_L（I_L是偏压源提供给超导绕组偏流的初始值），而I_L大于电网电流峰值，于是二极管VD1～VD4同时导通，此时电网处于正常工作状态。除二极管VD1～VD4上有较小的正向压降外，限流器对电网无任何影响。当电网发生短路故障时，电网电流迅速增大，当增加到I_L时，在电网电流正

半周内 VD1 和 VD2 导通，VD3 和 VD4 不导通；在电网电流负半周内 VD3 和 VD4 导通，VD1 和 VD2 不导通，这样超导绕组被自动串入电网中，从而抑制电流的迅速增长，达到限制短路电流的目的。桥路型超导限流器的限流速度快，且限流期间超导绕组不失超，具有多次启动的特点，能够适应重合闸运行的要求。但此类限流器在高等级电压系统应用时对电力电子技术要求较高。

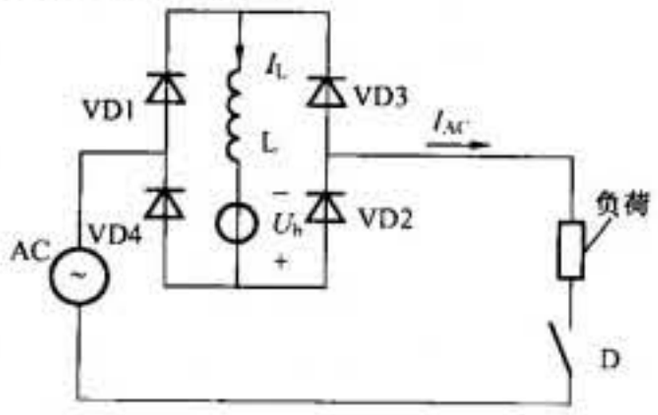


图 19.5-3 桥路型超导故障限流器

1.4 饱和铁芯型超导限流器

饱和铁芯型超导限流器主要由铁芯、常导交流绕组（铜绕组）、超导直流绕组和直流恒流电源组成，如图 19.5-4 所示。两个常导交流绕组极性相反地串联在电网中，它们在超导绕组中产生的磁场方向相反，超导绕组产生的磁场足够强，在电网正常工作时，两个铁芯始终处于深度饱和状态，交流绕组呈现低阻抗，对电网影响较小。当电网发生短路故障时，短路电流使两个铁芯在一个周期内交替去饱和，交流绕组的阻抗迅速增大，从而自动限制短路电流的增加。饱和铁芯型超导限流器是建立在传统的磁放大器基础上的，只是使用超导绕组代替磁放大器中的铜绕组，这样可以大大降低直流恒流电源的功率。因此，这种限流器的技术比较成熟。而且，限制短路电流期间，超导绕组不失超，因此不存在超导体恢复时间问题。该限流器可以多次自启动，满足重合闸运行的要求。此类限流器的缺点是：①需要大功率直流电源，不利于在大容量和高电压系统中得到应用；②铁芯会增大设备的质量和体积。

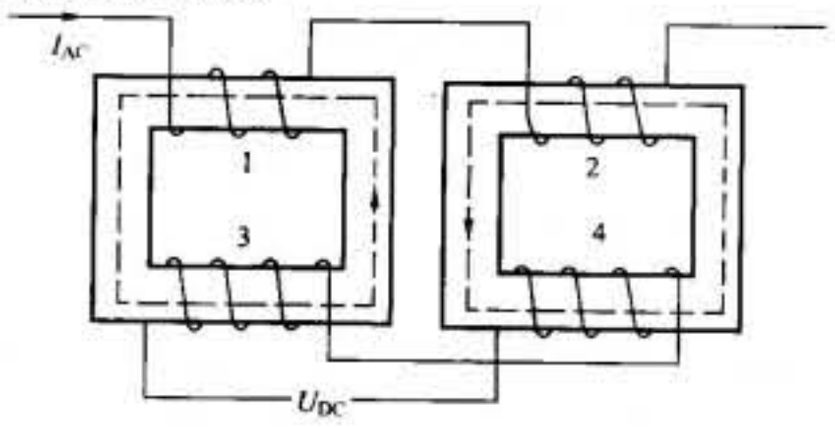


图 19.5-4 饱和铁芯型超导故障限流器

1.5 感应型超导限流器

感应型超导故障限流器的原理图如图 19.5-5 所示，本类型的超导限流器又称变压器型超导故障限流器。一次绕组为常规绕组（铜绕组），串联在一次系统中。二次绕组为超导绕组直接短接。一般情况下一次绕组匝数远大于二次绕组匝数。当电网正常工作时，一次绕组中的电流为额定的工作电流，通过一、二次绕组的磁场耦合，在二次绕组中感应的电流小于超导体的临界电流，超导绕组为超导态，表现出很低的阻抗（Z_0），变压器对电网来说也表现出很低的阻抗（$Z_0 \times n_1^2/n_2^2$），于是限流器对电网正常运行影响很小。当电网发生短路故障时，二次绕组中感应的电流大于超导体的临界电流，超导体失超，限流器瞬间阻抗增大到 $Z_d \times n_1^2/n_2^2$（Z_d 为超导绕组失超后的阻抗），从而使短路电流得到有效地限制。

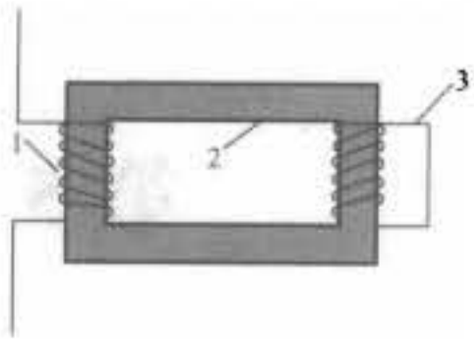


图 19.5-5 感应型超导故障限流器
1—铜绕组；2—磁路；3—超导绕组

1.6 磁通锁定型超导限流器

如图 19.5-6 所示，该超导限流器由三个铜绕组、超导元件及一个磁场绕组组成。绕组 1 和绕组 2 组成一个磁通锁定电抗器，电容用于调节相位，三个绕组紧密耦合，漏磁很小。正常运行时，绕组 1 和绕组 2 产生的磁通相互抵消，磁场绕组无电流通过，超导限流器呈现低阻抗。故障状态时，流过超导元件的电流增大，使之失超；同时，由于绕组 1 和绕组 2 的磁通不能再相互抵消，绕组 3 中将出现感应电流，使磁场绕组产生一个加于超导元件的磁场，促使超导元件更快失超，从而使超导限流器呈现一个大阻抗。

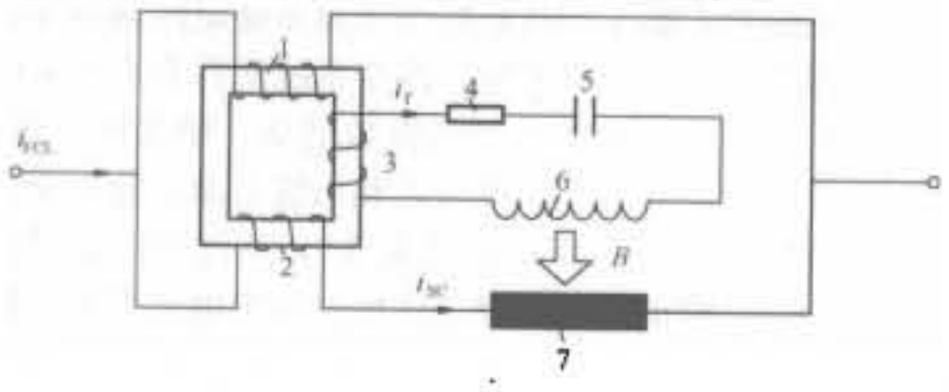


图 19.5-6 磁通锁定型超导限流器示意图
1—绕组 1；2—绕组 2；3—绕组 3；4—电阻；
5—相调电容；6—磁绕组；7—超导体

1.7 混合型超导限流器

图 19.5-7 是混合型超导限流器的原理图。图 19.5-7（a）是串联接法，二次绕组（常规绕组）的匝数比一次绕组（常规绕组）的匝数大得多，因而二次绕组的电流比一次的小得多。超导绕组采用无感绕制，一次绕组和二次绕组彼此反绕。正常运行时，磁路不饱和，一、二次绕组紧密耦合，阻抗很小。出现故障后，超导绕组失超，二次绕组接入一大电阻，大部分电流从一次绕组流过，从而使一次绕组呈现一高阻抗。对于图 19.5-7（b）的并联接法，故障时，超导绕组失超，耦合系数减少，磁路饱和，从而使一次绕组呈现一个大阻抗。

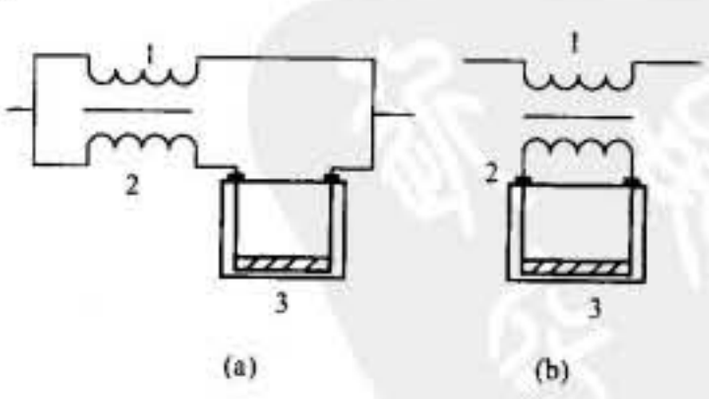


图 19.5-7 混合型超导限流器原理图
（a）串联接法；（b）并联接法
1—限流绕组；2—二次绕组；3—超导绕组

2 超导限流器的现状和发展趋势

2.1 国内外研究开发现状

20 世纪 90 年代初以来，随着高温超导材料的不断发

展，高温超导限流器越来越成为研究的热点，美国、德国、法国、瑞士、日本、澳大利亚、加拿大、以色列、英国、意大利和俄罗斯等国家都相继开展了高温超导限流器的研究。1996 年，瑞士 ABB 公司研制了一台 1.2MVA 三相高温超导限流器，它能将短路电流从约 8kA（预期最大短路电流为 60kA）限制到 800A。该限流器在瑞士洛桑一家电厂进行了长时间试验运行，主要性能指标已基本达到应用要求。美国 SPI 计划的高温超导限流器研究课题主要由洛斯阿拉莫斯实验室、通用原子能公司（GA）、IGC 等共同承担。1999 年 6 月 15 日，一台 15kV/1.2kA 的桥路型三相高温超导限流器由 GA 运到了 SCE 中心变电站，随后对该台限流器进行总体测试和实验运行。该限流器的额定电压为 15kV，额定运行电流为 1200A，绝缘的耐压水平可达到 110kV。不加限流器时，线路的最大故障电流为 20kA，加装限流器时，故障短路电流被限制到 4kA。试验表明，该限流器的反应速度可以达到快速断路器反应速度的 2 倍以上。该限流器已经于 2000 年在加州投入试验运行。2004 年 6 月，由德国 BMBF 项目支持 Nexan 公司研制的 10kV/10MVA 电阻型高温超导限流器示范样机完成，并在德国 RWE Netphen 变电站进行为期一年的并网试验运行。该限流器利用 MCP2212 块材作为阻抗相变元件，在超导态下块材元件电阻为零，当达到临界电流后超导体转变成 1Ω 电阻。现场试验表明，该限流器可将 10kA 故障电流限制到 8kA 以下。日本电力工业公司中央研究所近几年开展了 6.6kV 屏蔽型高温超导限流器的研究，他们采用高温超导薄膜作为屏蔽部件，其中一台 6.6kV/2kA 的高温超导限流器已成功通过了试验；德国西门子公司也开展了电阻型高温超导限流器的研制工作，他们采用 YBCO 薄膜作为限流器的主要部件；澳大利亚 Wollongong 大学开展了饱和电抗器型高温超导限流器的研究，他们采用 Bi-2212 线圈提供使铁芯饱和的背景磁场。由美国 IGC 公司与 NEXEN 公司合作研制的矩阵电阻式 138kV 超导限流器将成为并网电压等级最高的超导限流器。

我国高温超导限流器的研究开发始于 1995 年，主要工作集中在中国科学院电工研究所。电工所 1995 年开始进行桥路型超导限流器研究，1998 年研制出一台 1kV/100A 的桥路型超导限流器样机，此后，分别于 2000 年、2001 年以及 2002 年得到中国科学院知识创新工程、国家 863 计划重大项目及北京市重大科技项目的支持，在探索低造价、高性能新型高温超导限流器方面和高温超导电力应用基础研究方面作了大量的工作，先后提出了混合型超导限流器、三相整流桥路型超导限流器、电压补偿型超导限流器、电流补偿型超导限流器、双向整流桥路型超导限流器、改进桥路型超导限流器等多种限流器原理。并且将多种超导限流器原理付诸于实施，分别于 2002 年和 2004 年研制出 400V/25A 混合型三相高温超导限流器实验室样机和 600V/60A 改进桥路型三相高温超导限流器实验室样机，其短路电流缩减率都达到了 80%以上。在此基础上，电工所于 2005 年完成了我国首台 10.5kV 三相高温超导限流器的研究开发，并将其投入 10.5kV 配电网试验运行，稳定运行超过 1 万 h。该高温超导限流器采用改进桥路型限流器原理，能够克服桥路型、磁屏蔽型和饱和电抗器型的缺点，同时又具备桥路型的优点；既限制故障电流峰值，又限制故障电流的稳态值，具有较强的限流能力，并能满足重合闸的要求。表 19.5-1 列出了国际上主要超导限流器项目及其研究开发现状。

表 19.5-1　国际主要超导限流器项目及其研究开发现状

研究开发单位	主要技术参数	状况
瑞士 ABB	三相磁屏蔽型，1.2MVA	试验运行
瑞士 ABB	三相电阻型，10kV/10MVA	完成研制
美国 LM 公司	三相桥路型，2.4kV/100A	试验完毕
美国 GA 公司	三相桥路型，15kV/1.2kA	试验运行
美国 LANL	三相可控桥，15kV/26MVA	试验运行
日本东京电力	三相电抗器型，66kV/750kA	研制阶段
日本 Super-ACE	单相电阻型，6.6kV/1kA	试验测试
美国 SuperPower	三相矩阵型，138kV/1kA	研制阶段
欧洲 NEXAN 公司	三相电阻型，10kV/10MVA	试验运行
德国西门子公司	三相电阻型，7.2kV/100A	试验阶段
韩国 DAPAS 计划	三相 23kV/1kA 示范样机	研制阶段
美国休斯敦大学/得州电力	三相电阻型	研制阶段
中国科学院电工研究所	三相改进桥路型，10.5kV/1.5kA	并网试验

2.2　超导限流器发展趋势

首先，高温超导带材已批量生产，其生产工艺比较成熟，而高温超导块材工艺仍不成熟，并且块材难以承受较大的内部应力。因此，高温超导限流器将会以采用高温超导带材为主。

其次，高温超导限流器将逐步向更高电压等级发展，应用于输电系统的高温超导限流器，其电压等级将达到 138kV 以上。美国、德国、日本和韩国等国都通过立项支持发展输电电压等级以上的高温超导限流器项目，我国也提出了 220kV 高温超导限流器的研究课题。

第三，探索新型高温超导限流器，减少造价、降低运行成本和提高总体性能仍然是重要的研究方向。适于直流输电系统的直流高温超导限流器及高温超导限流器与其他超导电力器件的一体化（如，超导限流变压器、超导限流储能系统等）也将是今后值得关注的方向。

总之，由于高温超导限流器在限制电网故障短路电流方面具有不可比拟的优势以及巨大的市场前景，世界上一些主要发达国家以及大公司都投入巨资进行高温超导限流器的研究开发。经过多年的研究开发和试验运行，高温超导限流器的产业化已经提到了日程上，并且有些国家计划在 2010 年将高温超导限流器应用到 500kV 的高压输电线路。

3　超导限流器对电力系统的作用

电力系统的短路是各种系统故障中出现最多、情况最严重的一种。所谓“短路”，就是电力系统中一切不正常的相与相之间或相与地之间发生通路的情况。短路故障发生后，由于网络总阻抗大为减小，将在系统中产生正常工作电流几倍甚至几十倍的短路电流。强大的短路电流将造成严重的后果，主要表现以下几个方面：

（1）使电气设备发热急剧增加，短路维持时间较长时，足以使设备因过热损坏甚至烧毁。

（2）电气设备的导体之间产生很大的电动力，可能使导体变形、扭曲或损坏。

（3）引起系统电压骤然大幅度下降，异步电动机将因转矩下降而减速或停转，造成产品报废甚至设备损坏。

（4）引起系统中功率分布的突然变化，可能导致并列运行的发电厂失去同步，破坏系统的稳定性，造成大面积停

电，这是最严重后果。

(5) 短路电流还将在其周围空间产生很强的电磁场，尤其是不对称短路时，不平衡电流所产生的不平衡交变磁场，将对通信网络、信号系统、晶闸管触发系统、自动控制系统产生干扰。

超导限流装置的主要作用是减少短路电流，它比普通限流器功能更强，除了提高电力系统的稳定性、安全性、可靠性和电能质量外，它还可用于以下场合：

(1) 保护整个母线。如图 19.5-8 所示。当负荷增大导致采用容量更大的变压器时，可不用更换断路器和隔离开关等电气设备；在新的功率水平上，可采用大功率低阻抗变压器维持电压调节水平，并可使短路电流对变压器的破坏得到限制；当连接变压器的高压线路上的故障电流得以限制后，在中电压等级母线发生短路时，可使高压母线的电压降减少到最低限度。

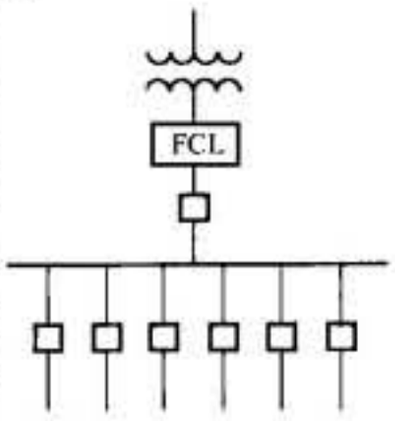


图 19.5-8 超导限流器用于保护母线

(2) 联络两段母线。如图 19.5-9 所示。较小额定电流容量的超导限流器即可满足联络需求，分离的母线连接后，短路电流对母线的影响并不会明显加剧；某一母线发生短路时，限流器中的电压降可保证未发生故障母线的电压水平，使其维持正常运行；联络多段母线后，可使多台变压器并联运行，降低系统阻抗，增强调压能力，避免使用变压比可调的变压器；一段母线上过剩的电能可供另一段母线上的负载使用，从而使变压器额定容量的利用率提高。

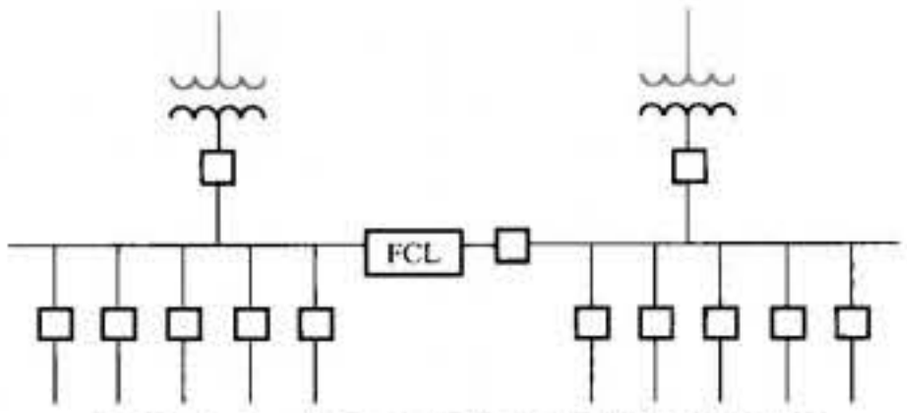


图 19.5-9 超导限流器用于联络两段母线

(3) 保护母线上的单个负荷。如图 19.5-10 所示。可保护难以更换的设备，如地下电缆或安装在地下室的变压器等，降低设备和线路改造费用；此外，也可保护其他情形的单个负荷。

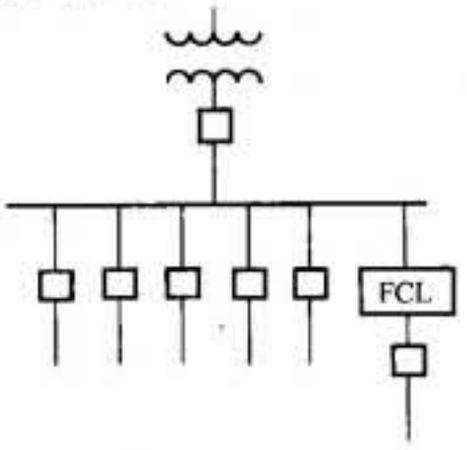


图 19.5-10 超导限流器用于保护单个负荷

此外，超导限流器还可与静态电容、电感等电气设备配合使用，调节电力系统的潮流分布；采用超导限流器，短路电流可按要求限制到任意水平，如将短路电流限制到线路容许的过载水平，可使断路器对瞬态故障不作出反应；在发电机端配备超导限流器，可以减少故障对发电机组的冲击；在变压器端配备超导限流器，可以减少合闸时的冲击电流。

4 超导限流器应用实例

2005 年，中国科学院电工研究所在国家科技项目支持下，成功研制出三相 10.5kV/1.5kA 高温超导限流器样机，于 2005 年 8 月在湖南省娄底高溪变电站成功并网，并相继开展长期并网试验运行。该超导限流器是世界上第四台，同时也是我国第一台实现并网运行的限流器。

4.1 限流器样机的基本原理

该超导限流器采用整流桥式拓扑结构，并在此基础上进行相应改进。限流器三相中每相都采用相同的拓扑形式，其基本原理结构如图 19.5-11 所示。

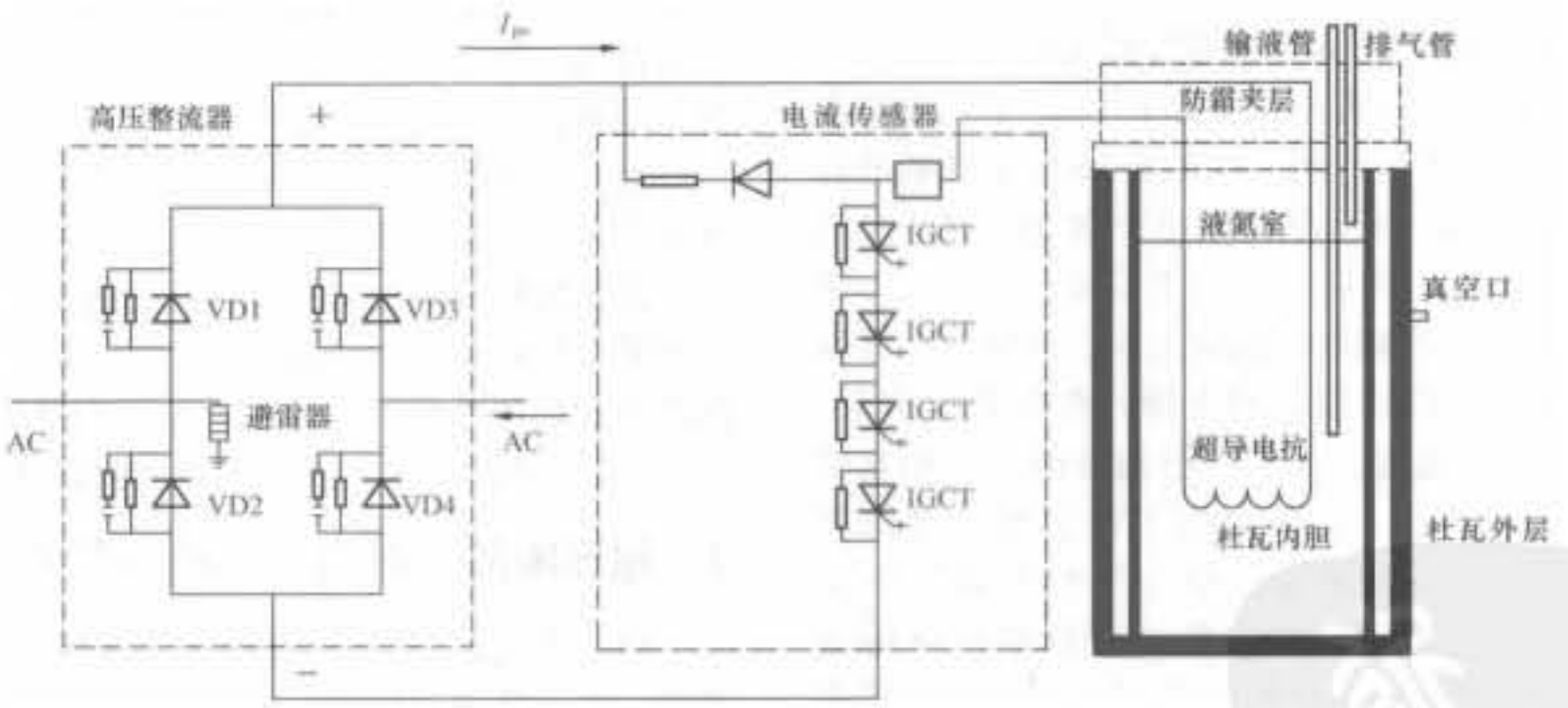


图 19.5-11 改进型桥路超导限流器拓扑图

当系统以及负荷处于正常运行状态下，线路电流从整流器交流输入侧经整流二极管、超导磁体 L 和 IGCT（处于导通状态），流向负荷。由于超导磁体电感较大，磁体中的电流方向始终从上到下，电流值接近恒定，为交流侧峰值电流的绝对值。正常运行时，限流器上有约 20V 电压降，主要包括整流桥臂压降、IGCT 组压降（由于电感 L 的电流接近恒流，L 上基本无压降），该电压降约占系统电压的 0.33%（20V/6000V），不影响负荷的正常运行。

当负荷侧出现短路故障，假设负荷阻抗变成零（或阻抗很小），系统电压大部分加在限流器两侧，由于限流器上串有超导磁体 L，它将抑制电流的迅速上升，当磁体电流达到设定值时，控制信号将迅速关断 IGCT（约 10μs），保护电阻被投切进来，抑制系统电流的上升。如果负荷侧短路故障得到迅速解决（如半个周波），可立即导通 IGCT，使系统进入正常工作状态；如故障无法在短期内解决（如数个周波），则切断断路器。该限流器的特点是：

(1) 体积小，质量轻。磁体采用空心结构，无铁芯。

(2) 无直流阻抗。因为它始终处于超导状态，无直流阻抗和相应损耗。

(3) 限流效果好。既可以限制第一个峰值电流，也可以限制短路过后的稳态电流。

(4) 响应迅速，恢复快。由于超导磁体不存在失超现

象，既可以迅速响应短路故障，也可以迅速恢复进入正常运行模式。

4.2　高温超导限流磁体

超导限流磁体是超导限流器的核心部件，其实物照片如图 19.5-12 所示。在本样机中，高温超导磁体采用空心结构，电感量 7.5mH，额定运行电流 540A。为确保电网运行，超导磁体需满足相应的绝缘水平：承受 35kV、1min 对地绝缘，75kV 雷电冲击。为满足大电流冲击及电磁稳定性要求，磁体采用多个双饼线圈串、并组合方式，同时，为使并联多饼各导体中电流分布均匀，端部四个双饼线圈为双带并绕，并把两个双饼线圈串接，如图 19.5-13 所示。



图 19.5-12　超导限流磁体实物

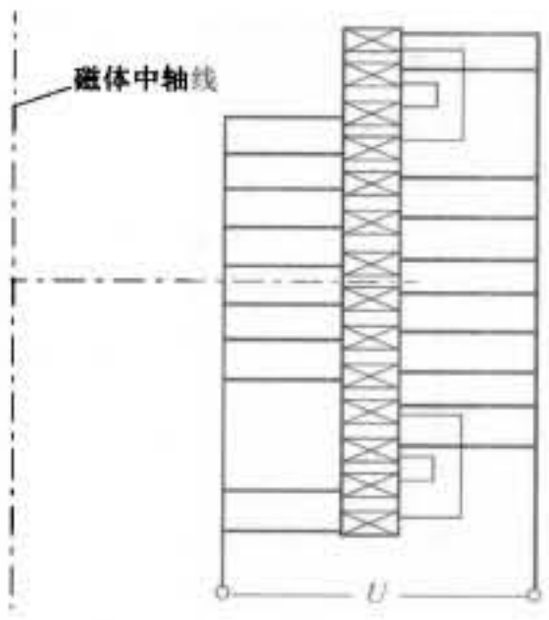


图 19.5-13　限流磁体各饼连接方式示意

4.3　低温系统

为满足现场运行绝缘要求，并消除涡流影响，本样机低温杜瓦采用非金属结构。由环氧材料制作的杜瓦外径 1140mm，内径为 940mm。杜瓦分内胆和外胆两层，中间为真空夹层。在运行过程中，超导限流磁体浸泡在 77K 液氮中。除作为低温冷却介质外，液氮还是极其良好的且可自愈的绝缘材料。杜瓦中的液氮采用了低温制冷机再冷凝循环系统，由于热作用产生的氮气经采气管导入再冷凝回收实验杜瓦，通过 GM 制冷机将氮气冷凝成为液氮，再经回液管流回磁体杜瓦，不断往复循环，实现液氮补充。

4.4　并网短路试验和并网试验运行

超导限流器样机安装在湖南省娄底高溪变电站，现场照片如图 19.5-14 所示。限流器通过备用开关柜串接在 10kV 高百 I 线上，接线方式如图 19.5-15 所示。该变电站主变压器主要参数如下：

(1) 额定容量：31 500kVA。



图 19.5-14　超导限流器高溪变电站并网现场

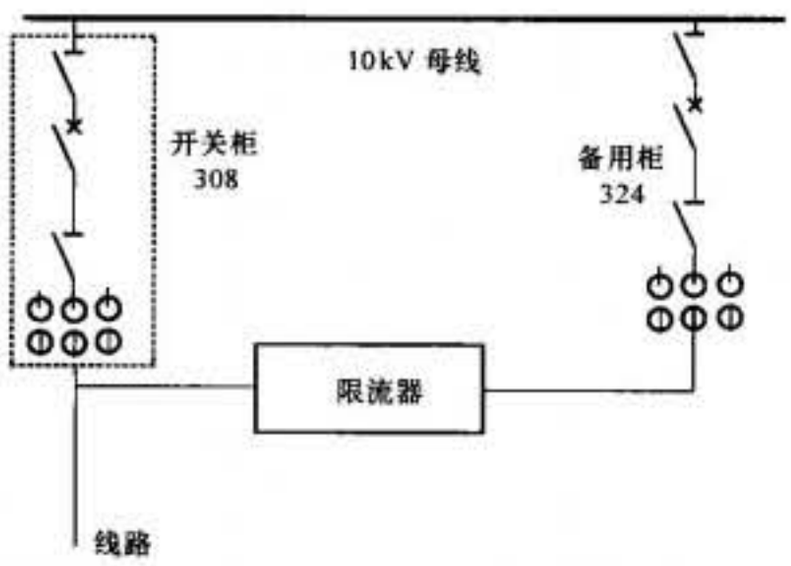


图 19.5-15　超导限流器样机现场接线方式

(2) 额定电压和分接范围：(110±8) ×1.25%/10.5kV。

(3) 联结组标号：yNd11（高压侧星形，低压三角形接法）。

(4) 短路阻抗：最负档 13.54%/额定档 13.82%/最正档 14.71%。

(5) 额定参数：110 000V/165.3A ；10 500V/1732A。

为验证限流器的限流效果，开展了并网三相短路接地试验。三相接地短路是短路故障中最严重的现象。短路接地点预先安置在高百 I 线的 54 号杆处，根据计算，在没有安装限流器的条件下，该处发生故障短路，其短路电流为 3500A。2005 年 8 月 13 日进行了三相故障短路试验，并同时在线录波。录波参数为三相电压（TV）、三相电流（TA）、三个超导磁体电流、保护动作信号和合闸信号。

图 19.5-16 为试验结果。从波形图可以看出：

(1) 反应速度快，能够在短路后的 1/4 周期内，即 5ms 以内将短路电流限制下来，且限流过程中无瞬态波形，波形平滑无突变。

(2) 限流效果明显，限流器将短路电流从 3500A 抑制到 630A 以下，电流缩减率超过 80%。

(3) 恢复速度快，恢复时间小于 12ms，该参数远小于重合闸要求的最小恢复时间。

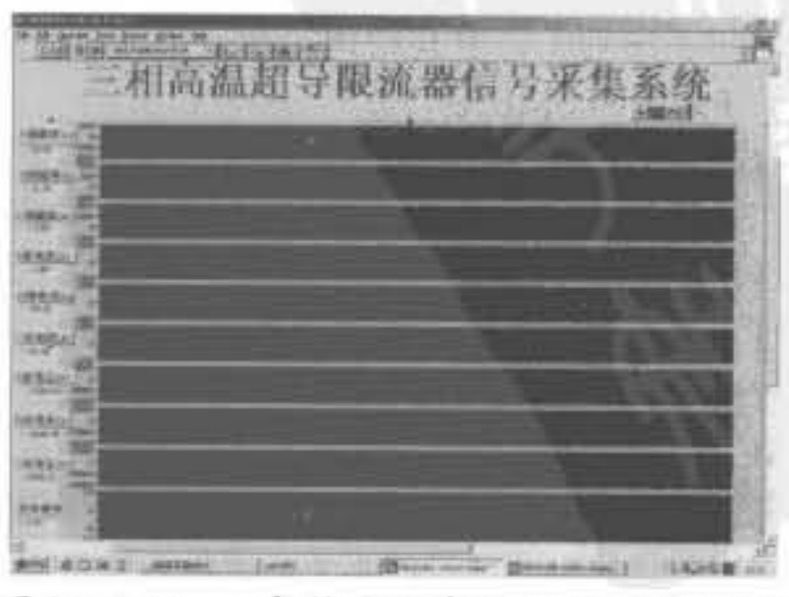


图 19.5-16　三相接地故障短路限流试验结果

第 6 章 超导储能及其衍生系统

超导储能（SMES）概念诞生于 20 世纪 70 年代初石油危机时期，目的是利用 SMES 装置储存和释放能量，调节电力日负荷曲线，节约能源，但所需超导线圈尺寸巨大，实现困难。90 年代以后，电力用户，特别是半导体芯片生产厂为代表的敏感用户，对电能质量要求日益提高，需要一种提高电能质量的方法。同时，为提高电力系统稳定性，也需要一种能更快响应系统功率不平衡的方法。在这种背景下，将超导线圈和现代电力电子技术、现代控制方法相结合，诞生了能独立四象限地补偿电力系统中有功功率和无功功率的 SMES 装置。

SMES 是超导电力设备中发展最快的。20 世纪 90 年代初，美国国家强磁场实验室与电力部门联合，研制了储能调峰的 3600MJ/100MW SMES。目前，微型 SMES 已实现商品化，用于配电网的 D-SMES 产品已推向市场。美国正在建造 118 GJ 的 SMES 用来调峰及解决阿拉斯加电网电压波动，提高供电可靠性。中、大规模 SMES 装置的研究仍处于起步阶段。

1 超导储能系统的原理和结构

超导储能装置是将电能以磁场能形式储存于超导线圈中，在需要时再通过 AC/DC 逆变换将线圈中能量回馈回电网或作其他用途的设备。如图 19.6-1 所示，SMES 系统主要包括：超导磁体线圈（SCM）、功率调节系统（PCS）、低温系统（CS）、控制和保护系统（CPS）等。

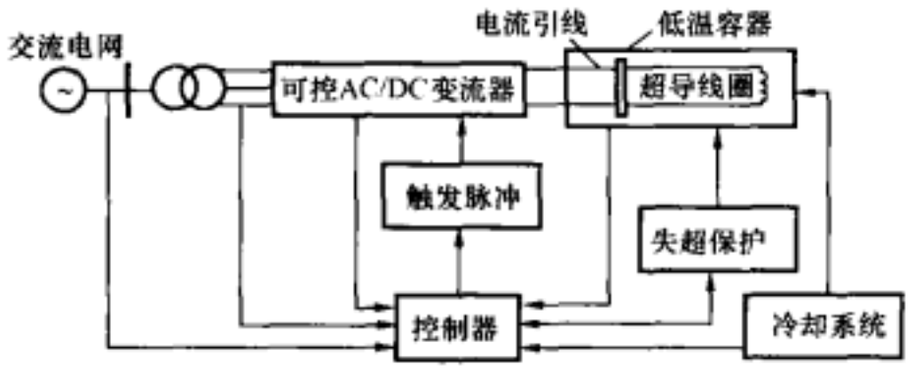


图 19.6-1 SMES 装置基本结构

1.1 超导储能线圈

超导储能线圈是 SMES 系统的一个主要部分，其功能是储存能量。其性能随超导材料和低温技术的发展而发展。超导线圈可分为螺线管型和环形管型两种。小型及数十 MWh 的中型 SMES 比较适合采用漏磁场小的环形线圈。螺管形线圈漏磁场较大，但其结构简单，适用于大型 SMES 及需要现场绕制的 SMES。

目前，绕制 SMES 超导磁体线圈的材料主要是 NbTi 和 Nb_3Sn。NbTi 的机械加工性能好，而 Nb_3Sn 的临界电流、临界磁场、临界温度都优于 NbTi，只是机械加工较难。这两种材料均为低温超导体，需在液氦温区（4K）工作。虽然目前应用低温超导线材的小型 SMES 已商业化，但必须在液氦温区下才能运行使其经济性受到影响，未来 SMES 系统将主要采用高温超导线材。当前，高温超导线材虽已接近或达到用于超导电力装置的水平，美国、日本等发达国家已具有制造 $j_c>20kA/cm^2$、交流损耗小于 3W/kAm、线长大于 1km 的 Bi-2223 系超导线材的能力，但这一性能与低温超导线材相比仍有差距，尤其是在交流损耗上差距更大。

1.1.1 环形超导线圈

环形超导线圈的优点是磁场几乎完全约束在线圈内，漏磁较小、屏蔽要求较低。环形线圈的制造有两种方式：一种为连续的螺旋圆环绕组；另一种为由数个短螺管线圈组成圆环。

螺旋圆环绕组分力平衡式（Force-Balanced Coil）和应力平衡式（Stress-Balanced Coil）两种，应力平衡式线圈是在力平衡式线圈基础上的改进，可用于大环径比的超导线圈。

对于由数个短螺线管线圈组成的环形线圈，线圈的数目优化是设计时首要考虑的问题。线圈的数量和尺寸将影响整个磁体的尺寸，也影响制造的难易程度；制造难易程度反过来又决定磁体设计的可行性。另一需要考虑的问题是螺管线圈的形状，可以是圆形线圈，也可以是“普林斯顿 D”形线圈。D 形线圈比单个的圆形线圈更有效，但结构复杂，制造费用高。

虽然环形线圈有完全封闭磁场的优点，但这仅适用于螺旋圆环绕组线圈。由数个短螺管线圈组成的环形线圈磁体存在漏磁问题。为解决漏磁问题，Vincat-ving 等人提出了两种储能线圈形式：一种为由 n 个 D 形线圈组成封闭的圆环；另一种形式为由圆形短螺管线圈和 D 形短螺管线圈交替排列组成的环形线圈，D 形线圈填充在圆形线圈的“间隙”里面。

1.1.2 螺管超导线圈

螺管线圈有单螺管式和多螺管式两种结构。由于超导线材的临界电流密度和所受磁场强度，特别是垂直磁场强度相关，螺管线圈的优化设计主要体现在磁场优化上。目标函数可以是储能密度、线圈体积（超导用材量）等。螺管轴向截面的传统形状是矩形，但 Noguchi 等人设计了一种轴向截面为阶梯形的螺线管，使磁体的体积减小到矩形截面线圈的 67%。这种阶梯截面线圈还能减小线圈端部磁场对高温超导体临界电流的影响，使工作电流增加。

利用 Bi-2212 超导材料设计的 10MJ SMES 磁体设计参数如表 19.6-1 所示。在 10T 及以上的高磁场范围内，线圈体积可能随着临界电流的降低而增加。在 14T 及以上磁场范围，由于超导体的临界电流降低，磁体的体积变大了，线圈尺寸对磁体的体积影响较小，线圈的环径比几乎不影响体积。根据这些研究，认为 10～14T 的磁场能有效地减小磁体的尺寸以及作用在 HTS 带材和支撑结构上的应力。1GJ HTS-SMES 磁体设计结果如表 19.6-2 所示。

表 19.6-1 储能磁体 10MJ-10MW 设计参数

名 称	单位或数量
线圈形状	4 螺线管
额定电压	6kV
电 感	8.9H×4
储 能	10MJ

续表

名　称	单位或数量
最大磁场	8.94T
内半径	0.157m
外半径	0.270m
高	0.700m

表 19.6-2　高温超导储能磁体 1GJ 设计结果

名　称	单位或数量
线圈数量	12
临界电流密度	51A/mm²
环形线圈半径	7050mm
储能	1GJ
最大磁场	13.4T
带材的最大周向应力	250MPa
单元线圈内半径	719mm
单元线圈外半径	1055mm
单元线圈宽度	504mm
单元线圈厚度	336mm
单元线圈导体长度	4.8km
单元线圈匝数	864

1.2　功率调节系统

SMES 的功率调节系统主要是可控 AC/ DC 变流器和联系变压器，其功能是实现电网和储能线圈之间的连接，实现电能在一定控制策略下的储存和回馈，是 SMES 设备的核心结构。变流器开关器件可选择 IGBT、GTO 等可关断器件。根据变流器开关拓扑结构，可分为电压型（VSC）和电流型（CSC）两种，如图 19.6-2 所示。

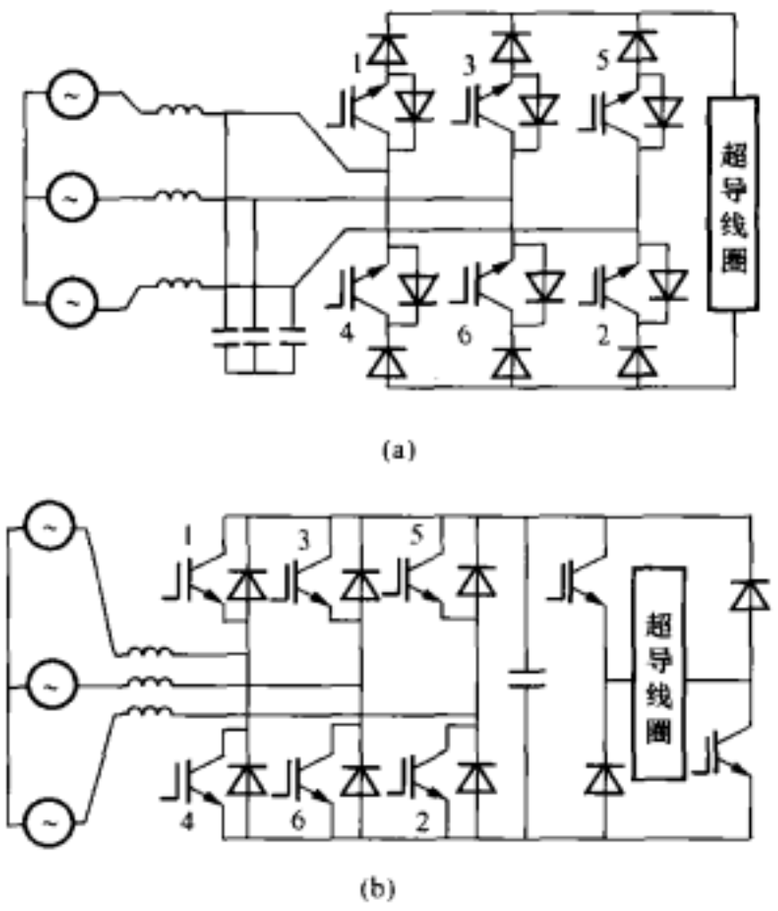


图 19.6-2　SMES 的主电路拓扑结构
（a）IGBT 电流型变流器；（b）IGBT 电压型变流器

可关断器件的采用，使 SMES 装置可以实现电压电流四象限运行，由于其响应速度快的特点，可在瞬间输出大功率，在大范围内对系统无功功率和有功功率进行调节，因而 SMES 可以被看作电力系统的能量管理者（SEMS），并划入柔性输变电（FACTS）设备的范围。

1.3　低温系统

低温系统包括低温容器、冷却系统等，其功能是冷却超导磁体线圈，使其保持在给定的温度下。由于目前实用的高温超导材料性能的限制，高温超导 SMES 尚不能工作在液氮温度（77K），一般选用低温制冷机直接冷却高温超导磁体。

1.4　控制和保护系统

控制和保护系统是 SMES 的基本部分，要实现不同的 SMES 应用，主要取决于控制系统。保护系统除了 AC/ DC 变流器本身的保护外，还有超导磁体的失超保护。

2　SMES 的衍生系统

FACTS 设备在电力系统的应用，有效地提高了电力系统可靠性。将 SMES 和 FACTS 等结合，可充分利用 SMES 存储的能量，达到提高或扩展 FACTS 性能的目的。

2.1　SMES-SPS

SMES-SPS 是 SMES 和串联移相器（SPS）结合得到的组合装置，其拓扑结构如图 19.6-3 所示。装置的功率调节部分由串联逆变器（电压型）和斩波器组成，它可以产生幅值和相位均可调的基波正弦电压 $\dot{U}_s$，实现有功和无功功率的独立调节。SMES-SPS 的作用如下：

（1）正常情况下，向系统注入一个容性电压，补偿输电线电抗引起的电压降落，提高系统的传输能力和稳定水平；

（2）负载波动时，SMES-SPS 与输电线之间进行动态能量交换，抑制负载波动，维持母线电压；

（3）当系统发生短路故障时，SPS 的输出电压与它的漏电抗上产生的电压相比变得微不足道，漏电抗起到限制短路电流的作用；

（4）通过功率单元，使超导线圈吸收由短路电流带来的能量，进一步限制短路电流；

（5）当 SMES-SPS 安装在发电机端时，通过 SMES-SPS 与发电机之间的能量交换，可以抑制发电机的功角振荡，平衡母线电压。

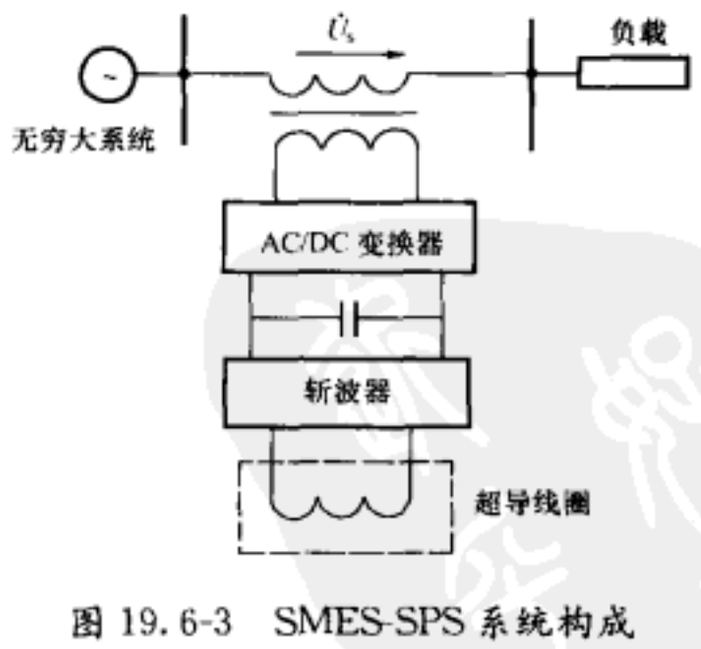
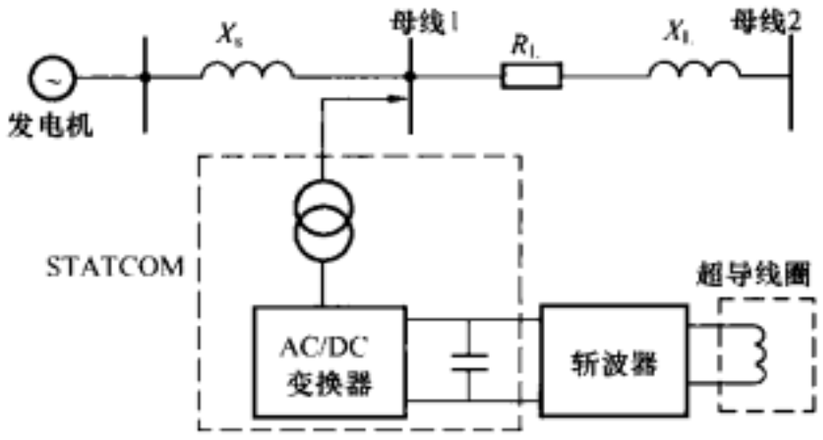


图 19.6-3　SMES-SPS 系统构成

2.2　SMES-STATCOM

SMES-STATCOM 是 SMES 和静止无功发生器（STATCOM）结合得到的组合装置，与系统并联相连，其结构如图 19.6-4 所示。图中 SMES 通过 DC/DC 斩波器与 STATCOM 相连。STATCOM 只对系统的无功进行调节，SMES 与之结合后，可同时进行有功和无功调节，装置功能得到了扩展，投资成本也降低了。SMES-STATCOM 的作

用与其安装地点有关，安装在发电机侧可抑制系统的机电振荡，安装在输电网中可增强系统稳定性，提高电能质量。



X_s、R_L 和 X_L 表示传输线的阻抗

图 19.6-4 SMES-STATCOM 系统构成

2.3 SMES-UPFC

SMES-UPFC 是 SMES 和统一潮流控制器（UPFC）结合得到的组合装置，与系统混联连接，其结构如图 19.6-5 所示。它可用于提高系统稳定性，补偿负载波动，消除或减少谐波电流和电压等。

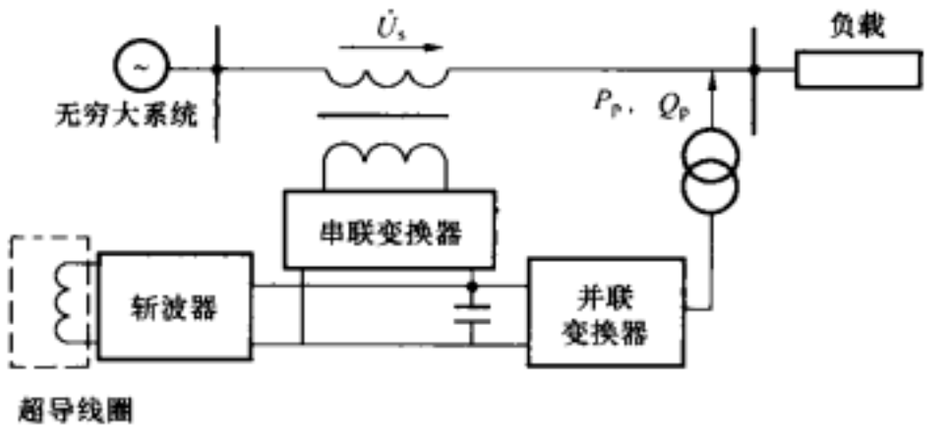


图 19.6-5 SMES-UPFC 系统构成

$\dot{U}_s$—串联部分注入系统的幅值和相位均可调的电压；

P_p、Q_p—并联部分注入系统的有功功率和无功功率

2.4 SMES-SFCL

SMES-SFCL 是 SMES 和超导故障电流限制器（SFCL）的组合装置，结构如图 19.6-6 所示。在 SMES-SFCL 中，SMES 的作用是抑制功率振荡，改善系统动态性能，避免大扰动对 SFCL 中超导线圈的影响。SFCL 可以抑制短路电流的快速增加，支撑母线电压，从而减少 SMES 在抑制系统功率振荡时所需的能量。

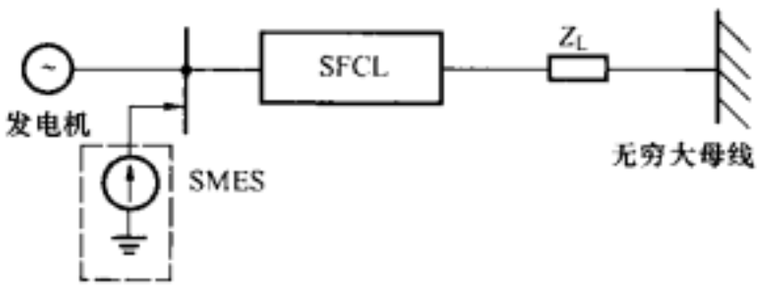


图 19.6-6 SMES-SFCL 系统构成

3 超导储能装置的应用

现有电力系统中大规模电力储存技术主要是抽水蓄能。抽水蓄能电厂效率只有 75%左右，且一般都建在远离负荷的地方，需要长距离的送变电设备。超导储能不仅能长时间无损耗地储存能量，而且能达到很高储能密度，其电流密度比一般常规线圈高 1～2 个数量级。它的储能效率高、响应速度快也是其他类型的储能装置无法比拟的。SMES 的优点可归纳为：

（1）能量转换效率高。超导储能装置所存储的是电磁能，在与电力系统交换能量过程中，其损耗主要是整流/逆变器损耗和制冷所消耗的功率。大型低温超导储能装置的充电/放电效率约为 90%～93%，高温超导储能装置的效率可高达 94%以上。

（2）响应速度快。SMES 与电网通过由电力电子器件所组成的换流桥相连接，因而响应速度快，从最大充电功率到最大放电功率的转换只需几十毫秒。

（3）采用 PWM 控制的换流器技术后，SMES 能对有功功率、无功功率进行独立的控制，并且可调节的范围很大。

（4）运行可靠，除真空和制冷部分外没有转动部件，寿命很长。

由于具有上述优点，SMES 在电力工业中有广泛的应用前景，其可能应用范围包括：

（1）系统调峰。SMES 提供了高容量（可达 5000MWh）、高效率（对大设备可达 95%）的储能能力，并能对潮流的改变做出快速响应（毫秒级），因此它很适于调节白天高峰荷和晚间低谷负荷时能量需求之间的巨大变化。

（2）负荷跟踪。对某些功率变化很大的负荷（如火车机车负荷），SMES 能几乎瞬时地跟踪它的负荷变化，补偿负荷的波动，使发电设备运行于恒定输出状态下。

（3）初起动能量。SMES 能提供发电机组的启动功率，从而保证故障后电网的恢复。

（4）系统稳定。SMES 通过对系统有功功率的快速调节，可以阻尼低频功率振荡，提高系统功角和电压暂态稳定性。

（5）无功控制和功率因数校正，改善电能质量。

（6）海岛供电系统中 SMES 可用来进行负载调节等。

（7）风力发电系统的储能。风力发电产生的脉动功率为电网带来很多问题，SMES 可平滑风力发电系统的输出，为系统提供备用功率，控制系统频率。

（8）高速磁浮列车的峰值功率补偿。

（9）可作为不间断电源向重要负荷提供高质量电力等。

不同规模超导储能系统的应用情况列于表 19.6-3。

表 19.6-3 不同规模超导储能系统的应用

规 模	安装地点	应用目的
小型 0.1MWh	负荷端、小容量电厂、光伏发电、风力发电系统	平抑小的负荷波动、电压波动调节；校正功率因数、平稳间隙性电源功率输出、平衡三相电压和电流
中型 10MWh	配电站、中型发电厂	平抑大的负荷波动、电压波动调节无功和频率调节、改善电源可靠性
大型 1GWh	大型发电厂、输电网、其他需要场合	减少调峰备用电源、改善发电设备热效率、频率调节、减少电站建设、改善电力系统功角和电压稳定性、改善电源可靠性

3.1 用于分布式发电的储能系统

新型分布发电技术主要包括发电容量较小的微型燃气轮机（MT）、从几千瓦到兆瓦级的燃料电池以及各种基于可再生能源的分布发电技术（光伏及风能发电等）。微型燃气轮机和燃料电池的输出功率比较小，通常安装在靠近负荷侧，有的就安装在负荷侧。系统受单个负荷波动的影响比较大；光伏及风能发电随机性、波动性较大，输出功率不稳定，因此分布式发电（DG）系统需要配备储能装置。SMES

在分布式发电中的作用可概括为三方面：

(1) 对系统起稳定的作用。能量存储使分布式发电系统即使在负荷波动较快和较大的情况（系统达到峰荷时）下也能运行在稳定的输出水平，可靠的 DG 单元与储能装置结合是解决电压脉冲、涌流、电压跌落和瞬时供电中断等动态电能质量问题的有效途径之一。

(2) 适量的储能可以在 DG 单元不能正常运行的情况下起过渡作用。

(3) 储能使得不可调度的 DG 发电单元能够作为可调度机组单元运行，实现与大电网的并网运行，在必要时向电力公司送电，提供削峰、紧急功率支持等服务。

3.2　基于 SMES 的综合电能质量调节器

电能质量问题主要体现在电压稳定和谐波抑制两个方面，一方面是供电电压异常对一些敏感用户产生严重的不利影响，另一方面是越来越多的非线性负载对供电电源产生电流谐波污染。针对电能质量问题已研制了多种形式的电能质量调节装置，但大多数装置都是针对某个或某几个电能质量指标来运行的，这些电能质量调节装置按照其拓扑结构可以划分为三种类型，即串联型、并联型和串—并联混合型。通常，串联型结构常用于电压质量的调节，并联型结构常用于电流质量的调节，而串—并联型结构（综合电能质量调节器：UPQC）兼有电压和电流的调节功能，但因其结构复杂，造价偏高，控制较难，限制了其应用。

图 19.6-7 为基于 SMES 的综合电能质量调节器的主电路结构，其主要部件包括电源和负载之间的连接电感、SMES 线圈、电流型变流器和滤波电容器。其中，变流器和负载并联，再通过连接电感与供电电源相连。这一结构的显著特征是采用 SMES 作为直流侧的储能元件，采用电流型变流装置实现 DC-AC 转换，仅用一套变流器即可实现与 UPQC 类似的综合电能质量调节功能。特别地，基于 SMES 的变流器可四象限运行，使系统的功率调节范围增大。系统的主要功能包括：电源电压异常时维持负载电压的稳定，非线性负载的有源滤波和不对称负载时抑制负序电流对电源电流的影响，进而维持负载电压的稳定。系统最基本的功能是维持负载电压的稳定，其他功能均是在此基础上实现的。

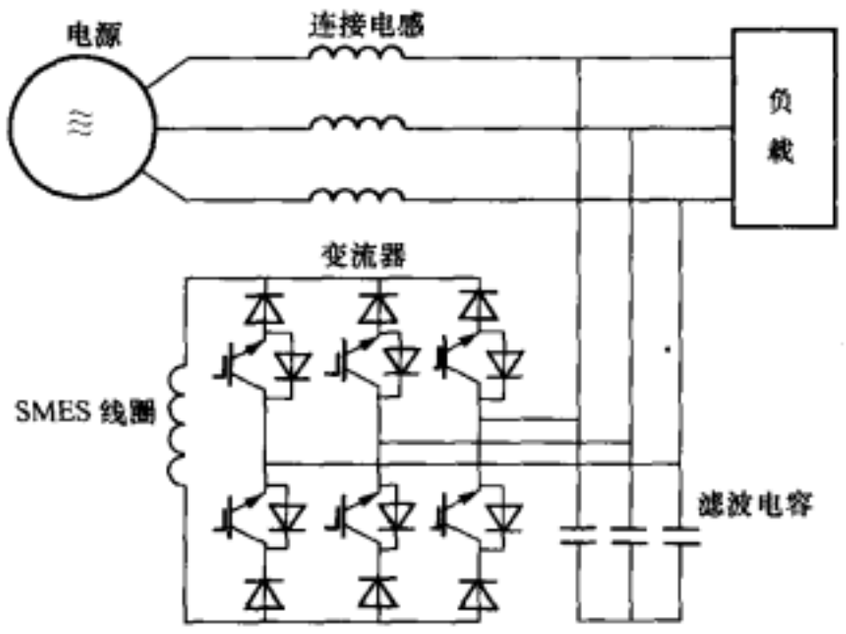


图 19.6-7　基于 SMES 的综合电能质量调节器主电路结构图

电源发出的有功功率可按下式计算（式中的物理量用标幺值表示）

$$P_s = \frac{U_s U_L}{X_s}\sin\delta \tag{19.6-1}$$

式中：U_s为电源电压；U_L为负载电压；X_s为连接电感的基频电抗；δ为电源电压和负载电压间的相位差。

由于系统需要维持负载电压恒定，因此有 $P_s \propto U_s\sin\delta$。

在电源电压正常的情况下，电源提供负载所需的全部有功功率和部分无功功率，逆变器提供系统所需无功功率的其余部分。当电源电压发生跌落时，通过调节变流器的注入电流，改变公共连接点的电流平衡关系，从而改变连接电感上的压降，维持负载电压不变。从功率平衡的角度分析，本装置有两种功率调节模式：如果电源电压发生轻度跌落，仅通过调节变流器输出的无功功率来实现负载电压的调节；当电源电压发生深度跌落时，同时调节变流器输出的有功功率和无功功率来实现负载电压的稳定。在非线性或不对称负载的情况下，由变流器吸收负载的谐波电流或负序电流，维持电源电流为正弦波。在电源电压出现不对称的情况下，首先通过适当的方法分离出其中的正序分量和负序分量，由变流器注入一组适当大小的负序电流，使电源电压的负序分量全部降落在连接电感上，而将正序分量补偿到额定值。

本装置不同于常规的并联型调节装置，由于电源和公共连接点间存在一个较大的连接电感，负载电压和电源电压之间的关系是随着运行状况变化的，公共连接点处的电压和电流都不固定，在控制上有一定的难度。此外，由于电源和负载之间仅有一个连接电感，当电源电压发生变化时，该支路上没有电阻的衰减作用，如果控制方法不得当，会产生电源电流的暂态分量不衰减的现象。

3.3　基于电压补偿原理的超导储能—限流集成系统

超导储能—限流（SMES-CL）集成系统结构如 19.6-8 所示。其中 U_s为系统等效电源，L_s 为系统等效电感，L 为限流电抗器电感，I_L为系统负荷电流，逆变器输出用一等效交流电压源 U_e表示，其相位滞后系统电压 90°，为逆变器输出电压 U_i的有效值，$U_e = 0.9U_d$。SMES-CL 由 SMES 系统与限流电抗器共同串联连接于系统。单独的限流电抗器用于限制短路电流，其优点是简单可靠，但由于运行时一直串联于电路中，造成有功损耗和电压损失。SMES 系统通过超导磁体和斩波器提供稳定的直流电压，逆变器可以输出工频交流电压，其幅值和相位可控。该可控电压串联于系统进行有功和无功补偿。

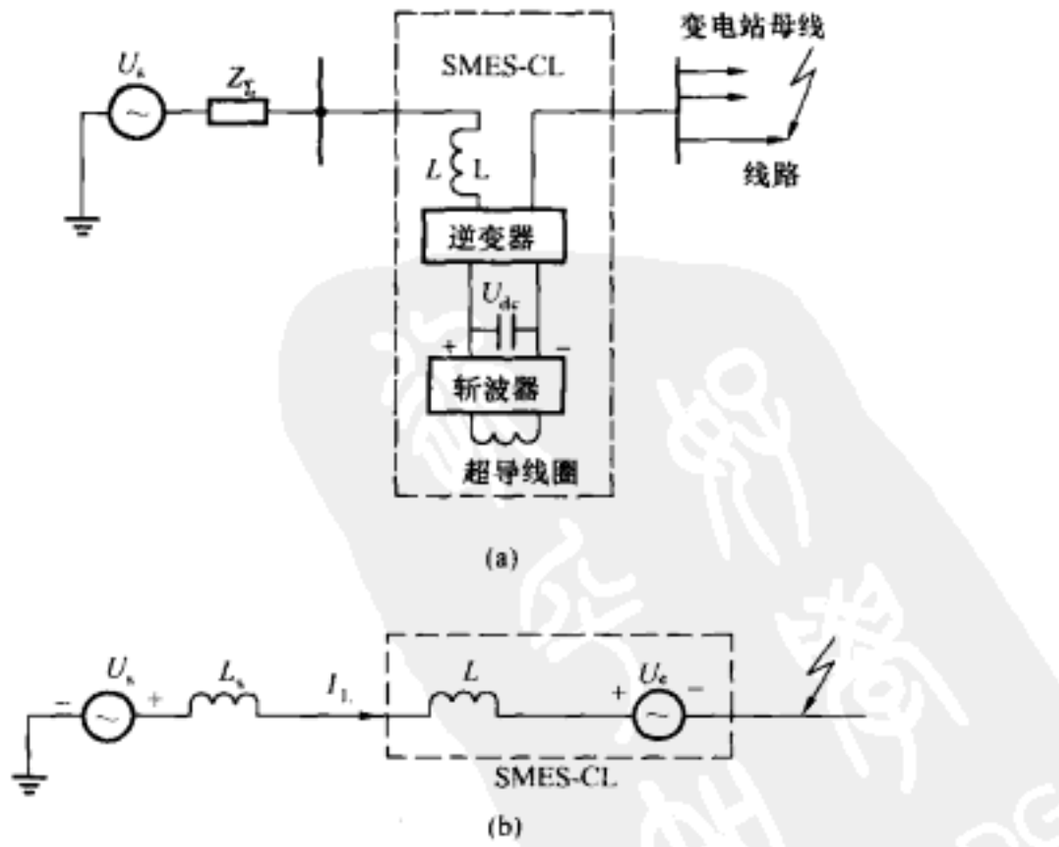


图 19.6-8　超导储能—限流(SMES-CL)集成系统
(a) 结构图；(b) 等值电路

逆变器输出电压 U_i为

$$U_i = \frac{4U_d}{\pi}\sin(\omega t + \theta) \tag{19.6-2}$$

式中：ω 为角频率；θ 为初相角；U_d 为直流侧电压；U_i 与限流电抗串联于线路中。

通过控制 U_d 和 θ 可以使逆变器输出的幅值和相位皆可调。

(1) 系统稳态运行时，SMES-CL 工作于三个状态：

1) 当 $U_e = I_L X_L$ 时，逆变器输出电压完全补偿了限流电感上的电压降，SMES-CL 输出电压为零，相当于短路状态，对系统没有影响。

2) $U_e \pi I_L X_L$ 时，逆变器的输出电压部分补偿了限流电感上的电压降，即还有部分限流电感起限制电流的作用。SMES-CL 相当于串入等效电感为

$$L_e = \frac{\omega L - \dfrac{U_e}{I_L}}{\omega} \tag{19.6-3}$$

3) $U_e \phi I_L X_L$，逆变器输出电压大于限流电抗器的电压降，即 SMES-CL 相当于串入等效电容为

$$C_e = \frac{1}{\left(\omega L - \dfrac{U_e}{I_L}\right)\omega} \tag{19.6-4}$$

在这个区间，除了补偿限流电感上的压降外，剩余的功率不仅可以实现等效电容补偿，如果调节逆变器输出电压的相位，SMES-CL 还可能进行有功、无功的综合调节，有功部分由超导磁体提供能量，只要有功、无功总的容量满足要求即可。

(2) 系统发生故障时，若故障电流 $I_F > I_L$，限流电感两端的电压为

$$U_L = I_F X_L \gg U_e \tag{19.6-5}$$

相当于限流电感自动投入限制短路电流，此时投入的等效限流电感 L_F 为

$$L_{Fe} = \frac{I_F X_L - U_e}{\omega} \tag{19.6-6}$$

如果忽略 U_e 的影响，则等效限流电感 $L_{Fr} = L$。

4 超导储能应用实例

4.1 1MJ、10.5kV/500kW 高温超导储能系统

在中国科学院知识创新工程等项目支持下，2003 年起，中国科学院电工研究所开展了基于 Bi-系高温超导带材的 1MJ、10.5kV/500kW 超导储能系统研制和并网试验工作。该系统的储能磁体采用串、并联混合多饼线圈结构，储能磁体的电感为 6.28 H，工作电流 564 A。

为保证带材在高磁场下的临界电流特性，磁体工作在液氦温度，采用封闭式浸泡冷却方式，磁体和引线发热使液氦汽化后，可由安置在杜瓦上部的 GM 制冷机冷却，重新冷凝并返回磁体处，实现基本零损耗的持续运行。在杜瓦上部的电流引出线和磁体之间，采用了高温超导电流引线，以减少漏热。杜瓦及磁体结构示意图见图 19.6-9。

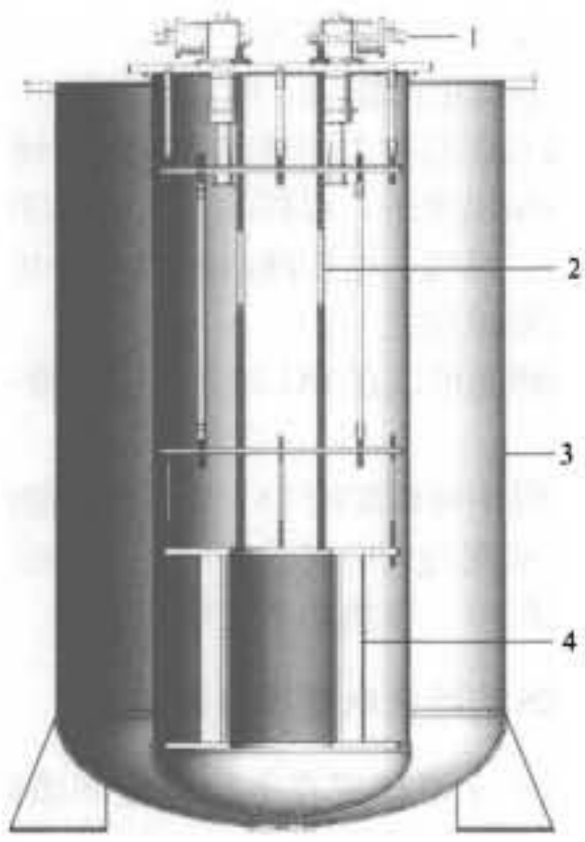


图 19.6-9 1MJ 高温 SMES 储能磁体示意图

1—GM 制冷机；2—高温超导电流引线；3—低温杜瓦；4—储能磁体

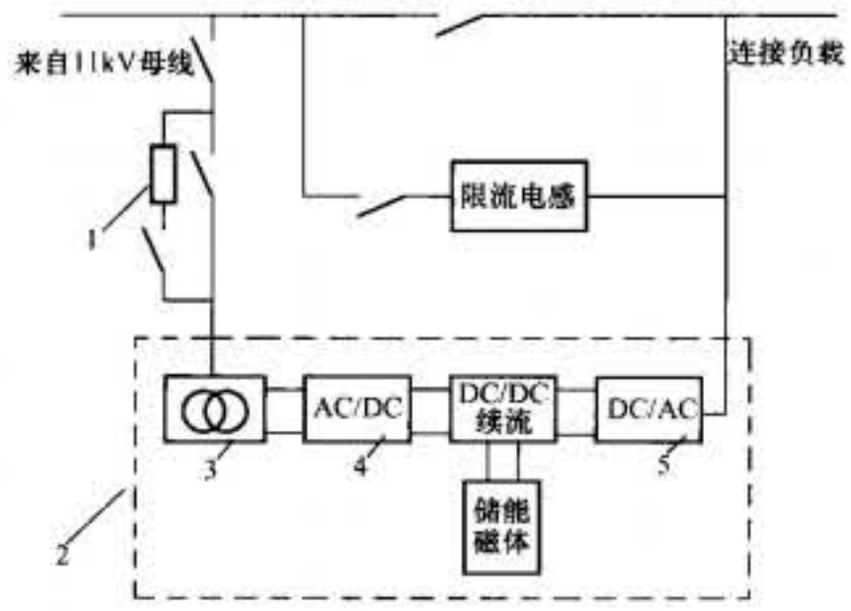


图 19.6-10 1MJ 高温 SMES 电路框图

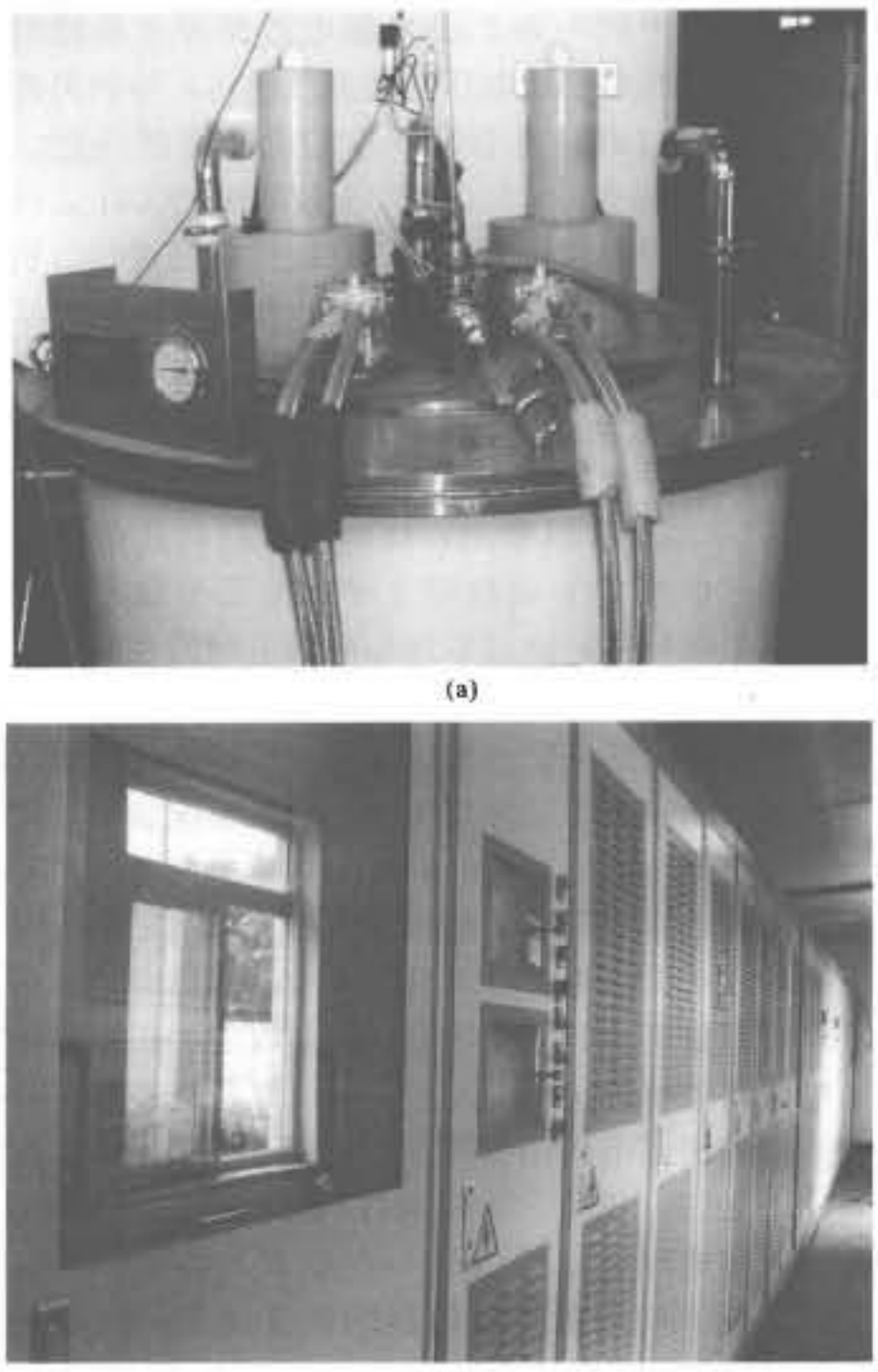
1—串联保护电阻；2—SMES；3—降压变压器；4—整流单元；5—逆变单元

该系统的电力电子部分较复杂，包括整流器、直流续流、UPS、斩波器及多种测控、保护电路等，其基本电路框图见图 19.6-10。

2007 年，研制成功的磁体及电力电子部分在北京市门头沟石龙 11kV 开闭站安装，并于 6 月开始试运行。运行现场照片如图 19.6-11 所示。初步联调实验表明，该 SMES 系统各单元已基本达到设计指标，将于 2008 年 6 月进行并网试验。该 SMES 系统可与超导限流器等结合，实现对 11kV 母线的电能质量调节、有源滤波和短时电压凹陷的动态补偿。

4.2 改善电力系统动态阻尼

太平洋西北部和南加州同属于美国西部电网，它们之间由两条 500kV 的交流传输线和一条 ±400kV 直流传输线连接，两条交流传输线的额定功率为 5500MW，直流传输线的额定功率为 1600MW。交流互联电网长 950nmiles，长距离输电会产生低频振荡不稳定现象，在 1974 年 8 月 7 日线路上出现频率为 0.35Hz、幅值为 300MW 的功率振荡。为了抑制互联电网间的功率振荡，在 1976 年末，提出了通过安装小型 SMES 来抑制系统振荡的方案，到 1982 年，建成了 30MJ/10MW SMES 装置。该装置抑制交流系统低频振荡的特征频率为 0.35Hz，为了降低磁体在功率补偿过程中的热负荷，并提高运行寿命，磁体设计参照核反应堆中采用的脉冲超导磁体技术。为了降低磁体损耗，绕制超导磁体的导线由两级子导线组成。超导磁体由 20 个双饼线圈组成单螺管结构。磁体绕组的尺寸为：内径 2.73m，外径 3.38m，高度 1.21m。磁体设计储能 30MJ，额定工作电流 5kA，中心最大磁场 3.92T，自感 2.4H。超导磁体在液氦中浸泡冷却，运行温度为 4.5K，为了降低常规不锈钢杜瓦上感应的涡流损耗，杜瓦采用绝缘材料制作。功率调节系统是由两个六脉冲变流器串联组成的 12 脉冲晶闸管变流器，作为超导磁体与交流系统连接的界面，控制有功功率在两个方向流动。为了抑制现有系统的功率振荡，变流器要在 0.35Hz 的条件下



(a)

(b)

图 19.6-11　1MJ 高温 SMES 并网运行现场

(a) 磁体部分；(b) 电力电子部分

处理 10MW 的功率流动，因而，变流器的电流在 4.8 到 4.1kA 间变动，变流器最大输出电压为±2.2kV。

1983 年 2 月，30MJ/10MW SMES 系统安装于塔科马电站，通过变压器与 13.8kV 的 BPA 母线相连，进行抑制太平洋交流互联网低频振荡的实验，实验过程以不影响南加州电网的正常运行为基本原则。1983 年 2 月 16 日，对 SMES 系统进行首次励磁试验，磁体通流 3.0kA。1983 年 2 月 17 日下午，磁体通流达到 5kA 并持续 1h。1983 年 2 月 20 日，进行变流器功率调节实验，调节功率达到±4.7MW；2 月 23 日，进行了变流器最大功率（±11MW）调节实验。功率调节实验过程中的调制频率为 0.1～1Hz，这是太平洋交流互联电网频率振荡的范围，是 SMES 稳定系统运行过程的功率控制的最大带宽。1983 年 2 月 25 日的无功调节实验证明当 SMES 系统的有功调节水平达到±4MW 时，无功功率输出可以保持在 9.5Mvar 不变。1983 年 3 月 3 日 12 时 08 分，HVDC 系统的功率调节装置退出运行，通过向系统注入频率为 0.1～1Hz 的正弦扰动来验证 SMES 对交流系统功率振荡的响应。17 时 25 分，HVDC 系统的功率调节装置恢复运行，SMES 系统离线。实验结果分析显示 SMES 系统的响应特性很好，抑制交流系统功率振荡时与系统进行功率交换达到±4MW，只有设计值的 1/2。

4.3　改善电力系统暂态稳定性

威斯康星电力公司为超过900 000用户提供电力服务，夏季峰值负荷达到 5350MW。威斯康星电网中的派斯克岛（Presque Isle）电厂位于密歇根州上部的北方半岛（U. P.），由九个燃煤发电机组组成，最大发电量为 594MW。U. P. 输电系统如图 19.6-12 所示，从派斯克岛向南部到普莱恩斯（Plains）电站和威斯康星电网中部的传输线由两条 138kV 和一条 345kV 的输电线组成。在系统负荷水平达到峰值时，大约有 500MW 电能从派斯克岛向南输送到普莱恩斯电站（UP-WE 传输线），415MW 的电能从普莱恩斯电站向南输送。系统稳定性研究表明，在传输水平为 500MW 时，各种输电系统故障会引起派斯克岛系统的第一摆不稳定现象。当 SMES 安装于派斯克岛电站时，作为瞬时功率调节装置，可以响应派斯克岛 138kV 母线上的功率扰动，改善派斯克岛系统的第一摆不稳定性，阻尼系统振荡。



图 19.6-12　U. P. 138/345kV 输电系统

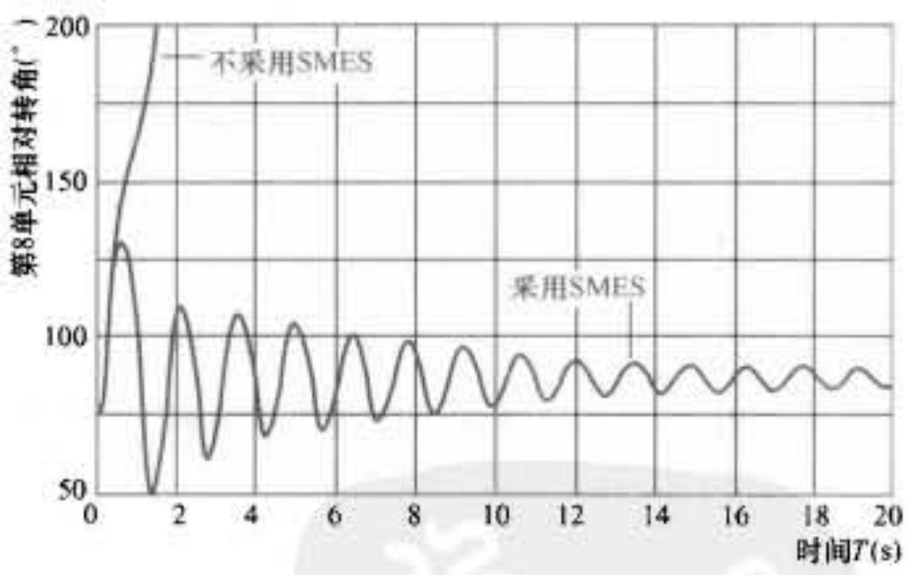


图 19.6-13　线路故障仿真结果

在威斯康星电力系统 1997 年实际潮流数据的基础上，利用 PSS/E 电力系统仿真软件对系统稳定性进行分析，对北方半岛（U. P.）系统的动态仿真结果如图 19.6-13 所示：派斯克岛—戴得河 138kV 线路或戴得河—普莱恩斯 345kV 线路退出运行后需切除 222MW 发电容量以维持系统的动态稳定，但是切机后不能避免系统的第一摆不稳定现象。增大切机容量后，派斯克岛系统解决了第一摆不稳定现象，但由于发电机功角振荡，系统还是处于动态不稳定状态。仿真针对派斯克岛—戴得河 138kV 线路发生三相短路故障后及故障清除后的动态情况，考虑系统传输功率为 500MW，派斯克岛切除了 152MW 发电容量解决系统的过载问题。从结果中可以看出，如果没有 SMES 参与系统运行，线路故障引

起派斯克岛系统第一摆不稳定；设 SMES 可以在上述故障情况下与系统进行 50MW 的功率交换，功率交换持续时间为 0.2s，SMES 参与系统运行时，可以在故障后增大系统阻尼，消除第一摆不稳定现象。

4.4 改善电力系统电压稳定性

美国某输电系统，覆盖 200 000km² 的地域，用电高峰期的负荷达到 7500MW。系统的主干线路为 400kV，呈放射状连接主要的负荷中心和发电中心。此外，220kV 和 138kV 的输电线路延伸到系统的各个部分为中压配电系统供电。该系统中的北—西输电走廊如图 19.6-14 所示，输电走廊由两条平行的 220kV 输电线组成，线路长约 230km，这两条线路把西北角地区的主要负荷和发电中心与东部系统相连。西北角地区的发电量为 172MW，用电负荷为 383MW，北—西输电走廊要为该地区约 1/2 的负荷供电。由于系统中装设了大量的可投切电容器提供有效的无功，系统在正常运行条件下具有很好的电压稳定性。

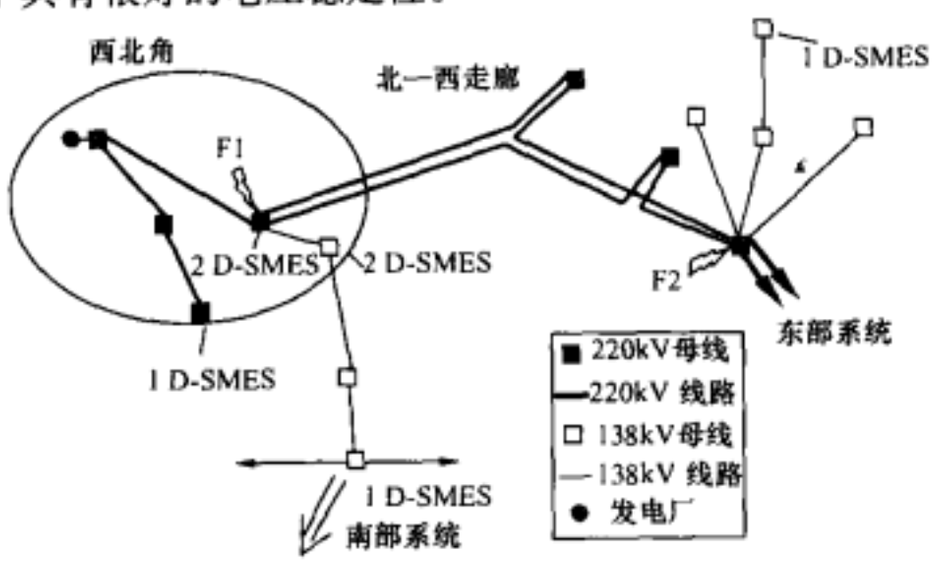


图 19.6-14 输电系统示意图

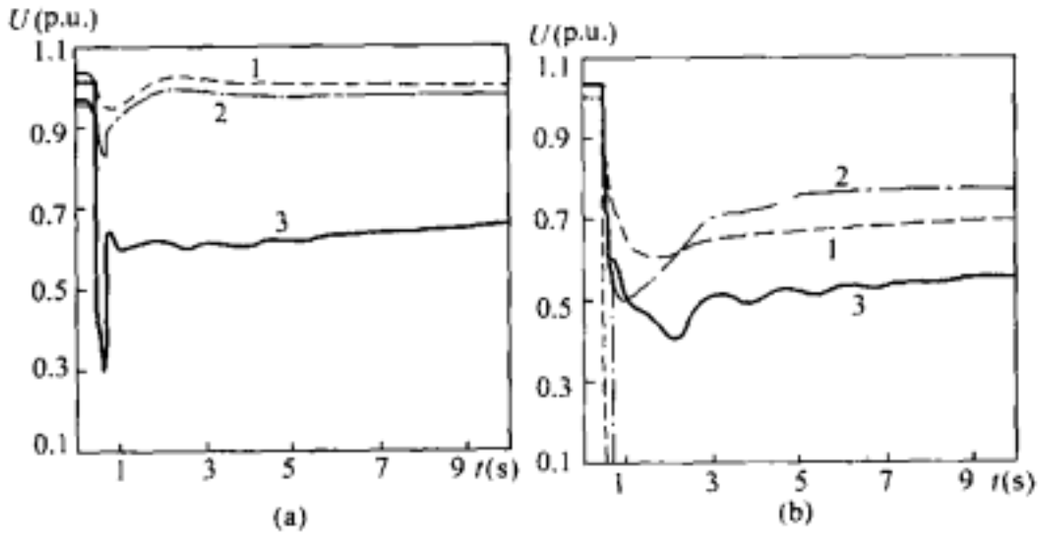


图 19.6-15 不同故障情况下系统不同区域的母线电压
(a) 故障 1；(b) 故障 2

当输电走廊中的一条 220kV 输电线路发生故障时，西北角地区的发电机由于低电压问题退出运行，导致另外一条 220kV 输电线路过载，将引发严重的电压崩溃问题。利用 PSS/E 仿真软件和整个 7500MW 输电系统的实际运行数据建立系统的动态模型，对上述电压稳定性问题进行分析。考虑两种最严重的故障，即输电走廊的西部 F1 和东部终端 F2，如图 19.6-14 所示。这两个故障均导致输电走廊中的回路 1 跳闸。图 19.6-15 给出了在两种故障情况下，南部系统、东部系统和西北角母线电压水平的变化（曲线分别为 1、2 和 3）。从图中可以看出，故障 1 引起西北角系统的局部电压崩溃（曲线 3），而故障 2 导致电压不稳定问题在东部电网的大范围传播，通过东部与南部电网的互联，使南部电网也产生电压降落问题。

这个区域的电压问题主要表现为快速的电压崩溃，导致这种情况的产生主要有三种因素：一是该系统装设可投切并联电容器提供无功支撑，而电容器无功输出与电压的平方成正比，当系统电压下陷时，电容器输出无功功率不足以把系统电压维持在正常水平；二是系统中大量感应电动机负载在电压下降时需要更多的无功功率；三是电能的长距离传输过程中输电线路需要的无功功率会使系统电压进一步下降。为解决该系统的快速电压崩溃问题（短期电压失稳），决定采用 D-SMES 装置，单个 SMES 装置的容量为 18Mvar/3MW，最大有功功率输出可以持续 0.5s，最大无功功率输出可以持续 1s。根据系统中各母线电压的恢复能力，确定在系统中的 5 处母线位置安装 7 台总容量为 21MW/126MVar 的 D-SMES（如图 19.6-14 中 1D-SMES～7D-SMES 所示）。图 19.6-16 给出了系统引入 SMES 后在故障 1 和故障 2 情况下的仿真结果。结果显示，在两种故障下 D-SMES 都可以在 3s 内把系统电压恢复到 0.9p.u.。

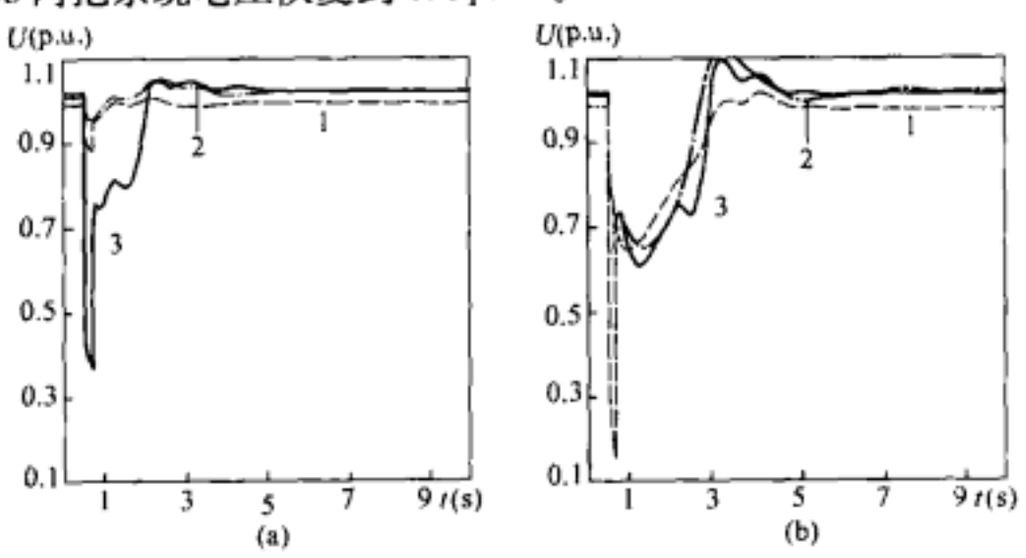


图 19.6-16 引入 D-SMES 后系统故障情况下的母线电压分析
(a) 故障 1；(b) 故障 2

第 7 章　超导输电电缆

1　超导电缆的原理和结构

超导输电电缆是采用高电流密度和无电阻的超导材料作载流导体电力电缆。当超导体处在超导态时，其直流电阻可视为零，因此超导电缆本体的焦耳热损耗几乎为零。在交流运行状态下，超导电缆将产生磁滞、涡流等损耗，即交流损耗，但只要长度超过一定值，即使考虑交流损耗和低温冷却所需的电能，超导电缆的总输电损耗仍比常规电缆低 50% 左右。同时，计算和分析表明，同等尺寸超导电缆的输电容量将比常规铜电缆高 3～5 倍。因此，超导电缆具有载流能力大、损耗低和体积小的优点，是解决大容量、低损耗输电的重要途径之一。超导电缆在结构上还可以使磁场集中在电缆内部，防止对环境的电磁污染。随着大城市用电量日益增加，亟须大容量电力电缆将电能输往城市负荷中心，采用超导电缆有明显的优势。

超导电缆按采用超导材料不同分低温超导电缆和高温超导电缆。低温超导电缆的载流导体（导电层）采用低温超导线材，如 NbTi/Cu 或 Nb_3Sn/Cu 复合超导线。低温超导电缆必须在液氦温区（4.2K）下运行。高温超导电缆的载流导体目前多采用 Bi 系氧化物，其临界温度约 110 K，可在液氮温区（77K）运行，其冷却技术更成熟和简单，价格和运行费也较低。

按输送电能形式不同，可将超导电缆分为直流超导电缆和交流超导电缆。由于超导材料处在超导态时直流电阻为零，直流超导电缆只有电流引线和低温制冷装置有电能损耗；交流超导电缆还要考虑交流损耗以及绝缘层介质损耗等，因此其输电损耗要比直流电缆大。

按电绝缘方式不同，超导电缆还可分为常温绝缘超导电缆和低温绝缘超导电缆。常温绝缘超导电缆的载流导体处在低温容器（恒温管）内的低温区，而其电绝缘处在电缆低温容器（恒温管）外的常温区，可以采用常规电缆的电绝缘材料和技术，图 19.7-1 是单相常温绝缘超导电缆剖面图。低温绝缘超导电缆的电绝缘直接缠包在载流导体上，并与载流导体一起处在低温区，这样电缆尺寸将更加紧凑。图 19.7-2 是单相低温绝缘超导电缆剖面图。为了防止电缆载流时产生磁场对周围环境的影响，通常在绝缘层外还加有屏蔽层。

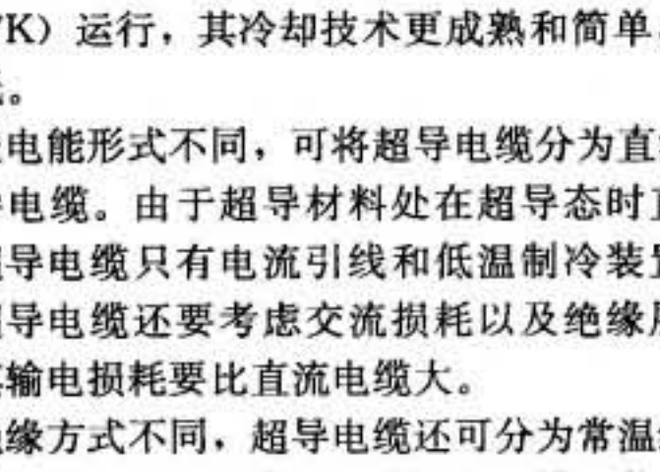


图 19.7-1　常温绝缘高温超导电缆剖面图

1—绝缘护套；2—电绝缘；3—高真空与超级绝热材料；4—高温超导体材料；5—骨架；6—低温容器内波纹管；7—低温容器外波纹管

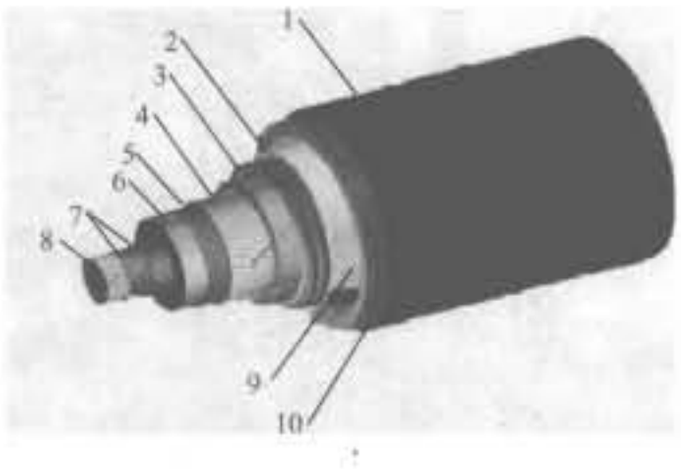


图 19.7-2　低温绝缘高温超导电缆剖面图

1—外护层；2—低温容器内壁；3—液氮；4—铜屏蔽；5—超导屏蔽带；6—电绝缘；7—超导带材；8—电缆骨架；9—超级绝热材料；10—低温容器管外壁

和常规电缆一样，超导电缆也可分单相超导电缆和三相超导电缆。三相超导电缆可由三根独立的单相超导电缆组成，可以采用低温绝缘，也可以采用常温绝缘，但需要三个单独的低温容器。三相超导电缆也可组成三相同轴电缆和三相同芯电缆，置于一个低温容器中。这种超导电缆一般采用低温绝缘方式，它结构紧凑、尺寸小。图 19.7-3 给出日本住友电气公司研制的三相同芯高温超导电缆，它将具有各自载流导体层和电绝缘的三根单相电缆组装在同一低温容器中。为减少或消除三相电缆中各相磁场的相互作用，在各相电缆导体外通常需要加绕屏蔽层，这时各相的磁场将被屏蔽层所约束，对外界无电磁污染，各相间也无相互作用磁场，不会引起超导线临界电流退化和附加损耗，但屏蔽导体在通电时也将产生交流损耗。



图 19.7-3　三相高温超导电缆结构图

超导电缆主要由电缆本体、终端以及低温制冷装置组成。超导电缆本体包括电缆芯、电绝缘和低温恒温管，是超导电缆的主体。超导电缆终端是超导电缆与外部电气部件连接的端口，同时也是电缆低温部分与外部室温的过渡段。低温制冷装置则为超导电缆载流导体提供必要的低温冷却条件。对高温超导电缆，电缆芯是由绕在骨架上的多层高温超导带材组成。电缆的低温容器（恒温管）一般由有高真空和超级绝热的双层不锈钢波纹管组成，这种结构保证了高温超导电缆的柔性和夹层的高真空度。低温容器两端与终端相连，电缆芯的超导带在终端通过电流引线与外部电源或负载相连接。

由于超导电缆的终端是电缆低温部分与外部室温的过渡段，因此终端要有很好的热绝缘，以保证超导电缆整体热损耗最小。同时，低温冷却系统还要通过终端冷却电缆芯的超

导线/带材，保证超导线/带材能在设计的运行温度下运行。另外，由于超导电缆的载流导体将通过电流引线与外部高电压母线连接，因此终端还要有相应的电绝缘水平。图 19.7-4 是中国科学院电工研究所（简称中科院电工所）研制的 75m、10.5kV/1.5kA 高温超导电缆终端照片。

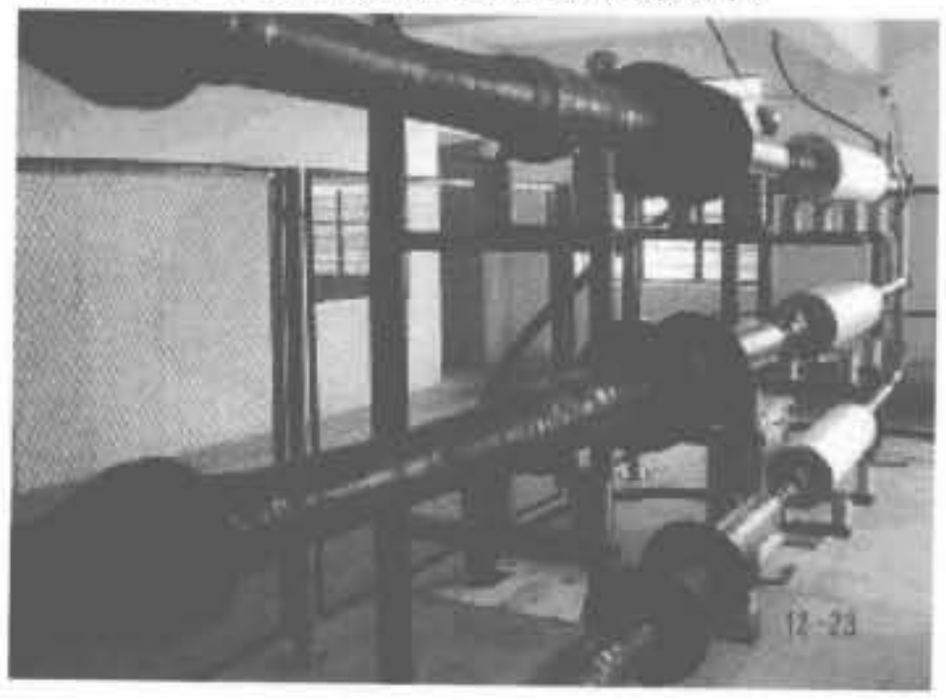


图 19.7-4 75m、10.5kV/1.5kA 高温超导电缆终端

低温冷却系统将为超导电缆载流导体提供必要的低温条件。对于高温超导电缆，冷却介质多选用液氮，液氮生产技术成熟，价格相对低廉，同时由于氮是空气的主要成分，氮气泄漏也不会带来环境问题。目前，高温超导电缆一般都采用了过冷液氮循环迫流冷却方式，但制冷方法却是多种多样，常见的有常压液氮沸腾制冷、减压降温制冷、制冷机冷却等。

2 超导电缆的现状和发展趋势

超导输电电缆的设想早在 1960 年初就已提出，早期工作主要采用 NbTi、Nb_3Sn 等低温超导材料，1975～1985 年间，美国 Brookhaven 国家实验室（BNL）在美国能源部（DOE）和费城电力公司支持下，研制出三根长 10m 的低温超导交流电缆，并于 1982 年完成一根长 115m、135kV/1000 MVA 的低温超导同轴交流电缆，进行了实验。前苏联全苏电缆研究所设计了液氮和超临界氦冷却的柔性电缆，并对最长达 50m 的柔性电缆进行实验。此外，日本日立电缆公司、英国中央电气研究实验室（CERL）等也都先后开展了低温超导电缆研究。

1986 年发现高温超导体后，许多科学家开始着手高温超导输电的可行性研究。高温超导电缆可以在液氮温区运行，电缆的冷却和绝热技术要比低温超导电缆简单得多。同时，采用液氮冷却也有利于环境保护，一旦发生液氮漏泄等故障，不会造成环境污染或引发火灾等危险。因此，高温超导电缆比低温超导电缆有更大的竞争潜力。

1990 年代以来，美国、日本、丹麦、中国和韩国等都相继开展高温超导电缆的研究。英国 BICC 电缆公司和意大利 Ansaldo 公司曾以输电距离为 100km、输电电流为 10kA 和输电电压为 40kV 为目标开展高温超导输电电缆研究。为此他们首先研制了一个 1.4m 的高温超导电缆模型，电缆采用多根 $3\times0.25mm^2$ 的 Bi-系带材缠绕，在 31K 温度下电缆模型的临界电流达 11067A，比截面积为 $1000mm^2$ 铜电缆的电流容量增加了 10 倍。

2000 年 2 月，美国 Southwire 公司研制成 30m 长、12.5kV/1.25kA 的低温绝缘三相高温超导电缆并安装在其总部进行供电实验运行。到 2003 年 7 月，该电缆已满载运行 22 000h。2002 年美国超导公司（AMSC）与 Pirelli 电缆公司和电力部门等合作，研制出 120m 长、24kV/24kA 的三相交流高温超导电缆，并安装在底特律 Edison 变电站。但由于该电缆出现一些技术问题，包括热绝缘的低温恒温管出现故障，以至未能投入运行。2003 年后，美国 Ultera、Super Power 和 AMSC 公司在能源部和纽约州支持下，分别开展了 200m、13.5kV/3kA，350m、34.5kV/0.8kA 和 660m、138kV/2.4kA 的三相高温超导交流电缆的研制。其中，200m 长、13.5kV/3kA 高温超导电缆已于 2006 年 7 月接入俄亥俄州哥伦布的 Bixby 变电站实验；350m 长、34.5kV/0.8kA 的高温超导电缆于 2006 年 6 月在纽约州 Albany 安装完毕并于 2006 年 7 月接入电网运行；而计划安装在纽约州 Long Island 的 660m 长、138kV/2.4kA 的高温超导电缆也预计在 2007 年春天通电运行。

1993 年日本住友电气公司和东京电力株式会社（TEPCO）合作研制出长 7m、1kA 的三相交流高温超导电缆，1999 年他们完成了 30m 长、66kV/1kA 单相高温超导电缆，2000 年又研制出 30m 长、66kV/1kA 三相高温超导电缆。2002 年东京电力公司和住友电工合作研制出长 100m、1kA、66kV，输送容量 114kVA 的三相高温超导交流电缆（见图 19.7-5），并进行了电缆冷却、额定电流通电、负荷变动、过负荷和耐压等一系列试验。2004 年 Furukawa 电气公司和电力工业中心研究所（CRIEPI）等在经济、通商和工业省的支持下研制出 500m 长、77kV/1kA 单芯高温超导电缆，进行了各种安装环境（如地下、过河等）下电缆性能的实验。

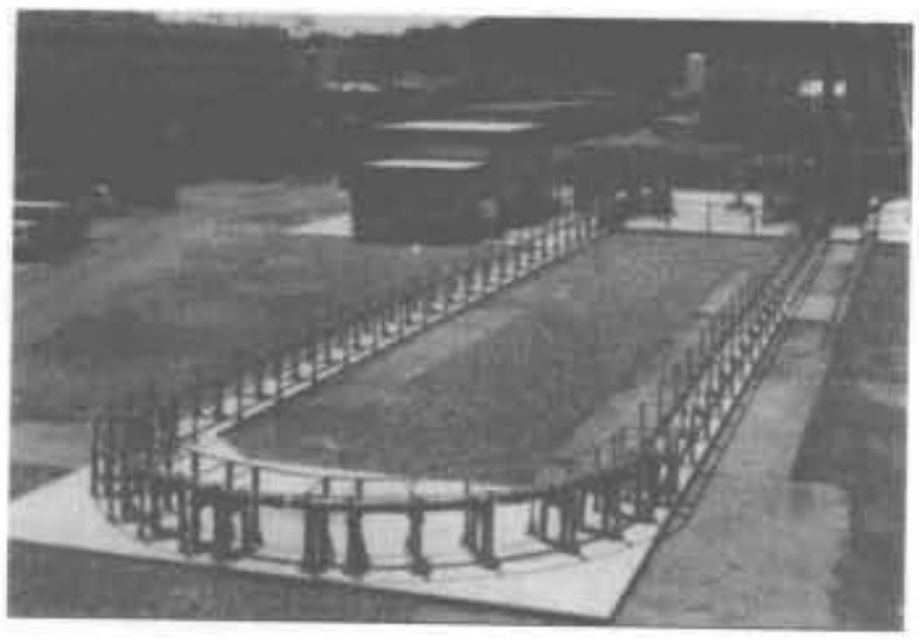


图 19.7-5 日本住友的 100m、66kV/1kA 高温超导电缆

此外，丹麦 NKT 公司利用该公司研制的 Bi-系带材于 2001 年春研制出 30m 长、36kV/2kA 的三相高温超导交流电缆并进行并网运行实验。韩国于 2001 年制订了高温超导技术十年发展规划，开展高温超导输电电缆等研究。在与日本住友公司等合作下，韩国电力公司（KEPCO）开发出 100m 长、22.9kV/50MVA 高温超导电缆，并在 13.2kV、1250A 下进行了初步实验。

我国自“九五”以来即开展高温超导电缆的研究，1998 年中科院电工所与西北有色金属研究院和北京有色金属研究总院合作，利用自行研制的 Bi-2223 带材研制成功 1m 长、1000A 的高温超导直流输电电缆模型，2000 年他们又合作完成 6m 长、2000A 高温超导直流输电电缆的研制和实验。“十五”期间在国家“八六三”计划支持下，中科院电工所于 2003 年研制出 10m、10.5kV/1.5kA 三相交流高温超导输电电缆（见图 19.7-6）。在此基础上，2004 年中科院电工所与甘肃长通电缆公司等合作研制成功 75m、10.5kV/1.5kA 三相交流高温超导电缆，并投入甘肃长通电缆公司配

电网示范运行。2001 年云南电力公司与北京英纳超导公司合资成立云电英纳超导电缆公司，从事高温超导电缆研究开发，2004 年完成 30m 长、35kV/2kA 高温超导交流电缆，安装在云南普吉变电站试验运行。

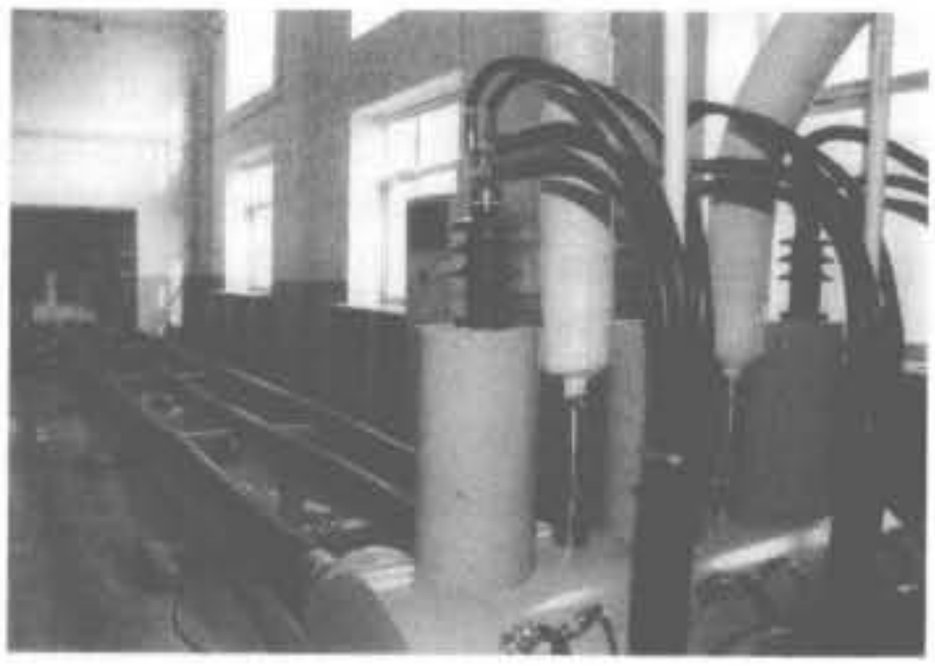


图 19.7-6　10m、10.5kV/1.5kA
三相交流高温超导输电电缆

高温超导电缆具有电流密度高（比常规电缆约高两个数量级）和损耗低（包括冷却系统损耗，约小于常规电缆的 50%）的优点，在电力应用领域有着广泛应用前景，特别在以下几个方面，高温超导电缆有比较明显的技术和经济的优势，很可能会在近期内获得实际应用：

（1）城市地下输电电缆。大城市一般建筑密集，高压输电线不可能深入到城市负荷中心，因此一般都要通过地下输电电缆来输送电能。随着城市不断发展和负荷增加，许多城市已有的地下输电电缆容量已达饱和，要增加输电功率，只有铺设新的地下输电电缆，但这又受到已有电缆沟容积的限制。要新建电缆沟不仅投资庞大，而且在某些城市几乎是不可能实现的，如果采用高温超导电缆替换原有的常规电缆，在现有城市地下电缆沟容积不变的情况下，即可将输电容量提高 3～5 倍，因而是提高城市输电功率的有效办法。

（2）发电站和变电站的大电流母线。目前，发电站和变电站的大电流母线都采用常规导体母排，由于电流大，焦耳热损耗很大。采用高温超导电缆做大电流母线，不仅可以大大减少损耗，而且可降低母线占用空间。

（3）金属冶炼工业的大电流母线。冶炼工业一般耗电量都非常大，例如炼铝工业，一般都采用低压大直流电流供电，电源与电解槽之间距离不长，但由于电流大，如达几万甚至十几万安培，母排损耗非常大。高温超导直流电缆的电阻几乎为零，同时电流密度比常规电缆约大两个数量级，采用高温超导电缆可以大大降低电能损耗和节省厂房面积。

超导技术是 21 世纪具有战略经济意义的高新技术，而超导电力应用研究是高新技术发展的重要方向之一。高温超导电缆的开发和应用将会为国民经济发展做出重要贡献，并对人类社会产生积极而深远的影响。

3　超导电缆的设计

3.1　超导电缆的载流导体层

载流导体层是超导电缆的核心部件，低温超导电缆的载流导体采用低温超导线，而目前的高温超导电缆主要采用银包套 Bi-2223 带材作为载流导体。实用 Bi-2223 带材的尺寸为(0.2～0.3)×(4～5)mm^2，其工程临界电流密度约为 1×10^4 A/cm^2(77K、0T)，长度可达数百到 1000m。表 19.7-1 给出美国 AMSC 产高强度 Bi-2223 带材在 77K、0T 下的主要参数和性能。

表 19.7-1　　Bi-2223 带材在 77K、0T 下的主要性能

名　称	参　数
带材厚度（mm）	0.3±0.02
带材宽度（mm）	4.1±0.2
单带长度（m）	100～300
临界电流（A）	115～135
临界拉应力（MPa）	265（$I_c/I_{c0}=0.95$）
临界拉应变（%）	0.4（$I_c/I_{c0}=0.95$）
弯曲直径（mm）	50
包　套	银＋不锈钢带

超导输电电缆传输电流都比较大，一般达千安量级，而单根 Bi-2223 带材的临界电流在 77K 和零场下为 100A 左右，必须用多根 Bi-2223 带材并联运行。由 N 根 Bi-2223 带材并联组成的超导电缆的临界电流 I_t 可由下式确定

$$I_t = NI_c(0)k_1k_2k_3 \tag{19.7-1}$$

式中：$I_c(0)$为带材在零磁场下的平均临界电流；k_1 是由电缆磁场引起的带材临界电流退化系数；k_2 是电缆制造过程中由应变引起的临界电流的退化率；k_3 是设计的安全系数。

为了防止电缆因冷却时产生冷收缩应力而损坏带材，可在骨架上以设定的螺旋角度将 Bi-2223 带材绕成螺旋形结构。为满足避免电缆带材性能因在液氮中冷收缩引起的拉应变和弯曲引起的弯曲应变而退化的要求，带材缠绕的螺旋角 θ 的范围可按下式计算

$$\arcsin\left(\sqrt{\frac{\epsilon_t-\epsilon_s-\epsilon_p}{\epsilon_r-\epsilon_p}}\right)\leqslant\theta\leqslant\arcsin\left(\sqrt{\frac{2r\epsilon_b}{t}}\right) \tag{19.7-2}$$

式中：ϵ_r 是带材以螺旋角 θ 缠绕成的螺线管的径向收缩率；ϵ_t 是带材的自由热收缩率；ϵ_s 是带材冷却过程中产生的拉应变；ϵ_p 是带材缠绕螺距的变化率；t 是超导带的厚度；r 是超导带缠绕骨架的半径；ϵ_b 是带材的弯曲应变。

电缆带材缠绕螺旋角 θ 的选择还应考虑超导带材间电流均匀分布的要求。为了消除电缆的轴向磁场，并降低自场效应引起的带材临界电流退化，可使相邻导体层的带材绕向相反。

3.2　超导电缆的损耗

对于电力应用的交流超导输电电缆，其热损耗主要是传输交流电流时产生的交流损耗、电缆终端电流引线的热传导与焦耳热损耗、超导带材与电流引线焊接接触电阻的热损耗。此外，电缆的常温绝缘不可避免会有热泄漏，电绝缘在通电运行过程也将产生介质损耗以及低温冷却装置的功率损耗等。典型的高温超导电缆在通过 1kA 电流时，损耗大约为 1W/m/相量级。在液氮温度下，产生 1W 制冷功率大约需要 15～25W 电功率。尽管如此，超导电缆的热损耗还是远小于常规电缆，如对大容量的超导电缆，总的损耗仅为同容量常规电缆总损耗的 1/2 左右，但在设计超导电缆时还是要采取相应措施，尽可能降低热损耗。

工频（50Hz）条件下，高温超导体的交流损耗主要是磁滞损耗，它可以通过理论计算或实验测量求得。对于由高温超导带材多层螺旋绕制而成的电缆的磁滞损耗，可按下列 Dresner 计算公式进行计算，实验证明，该理论计算结果与

实验测量结果十分吻合。

对于峰值传输电流密度 J_p，超导带的时间和空间平均磁滞损耗密度 Q（W/m^3）为

$$Q = G(n,\beta)b^{-1}(\upsilon\mu_0/J_c)^{(n+1)/(n+2)}E_c^{1/(n+2)}(J_p b)^k \tag{19.7-3}$$

在不完全穿透的范围内，电缆每单位长度的磁滞损耗是

$$P_{cable} = 2\pi Db \times 4^{k-1}\{\cos^{2k}\theta + (|\sin^2\theta - \cos^2\theta|/2)^k + 2^{-k}\}Q \tag{19.7-4}$$

在完全穿透的范围内，带材之间的电流是均分的，与电缆的全部带材彼此绝缘的情况没有差别，电缆每单位长度的磁滞损耗是

$$P_{cable} = m\pi DbQ \tag{19.7-5}$$

式中：D 是电缆的导体直径；θ 是超导带缠绕角度；b 是超导带的厚度；m 是电缆的导体层层数；$\beta = J_p/J_c$；$k = (3n+4)/(n+2)$；υ 为频率；μ_0 为真空磁导率 $4\pi\times10^{-7}$ H/m；J_c 为超导体的临界电流密度，临界电流判据 $E_c = 1\mu V/cm$。

如果把超导电缆芯看成是一根整管，其外径为 D_o，内径为 D_i，基于超导体的临界态模型，超导电缆的交流损耗可按下式计算

$$P = \frac{f\mu_0 I_c^2}{2\pi h^2}[(2-Fh)Fh + 2(1-Fh)\ln(1-Fh)] \tag{19.7-6}$$

$$h = (D_o^2 - D_i^2)/D_o^2 \tag{19.7-7}$$

$$F = I_p/I_c \tag{19.7-8}$$

式中：f 为所传输的交流电频率；μ_0 为真空磁导率；I_p 为传输电流峰值；I_c 为超导体临界电流。

超导电缆交流损耗也可通过实验测得，常用的有热测法和电磁测法。热测法可测量电缆因热损耗引起的温升来确定交流损耗，也可测量由于电缆热损耗引起的冷却介质（如液氮）蒸发率来求得。电测法则是通过测量电缆中与传输电流同相的电压分量，利用下式求得

$$P = UI\cos\theta \tag{19.7-9}$$

式中：I 是通过超导电缆的传输电流有效值；U 是沿超导电缆的电压降有效值；θ 是电压与电流间的相差。

图 19.7-7 为利用电流传感器本身作为参考信号的交流损耗电测法原理图。

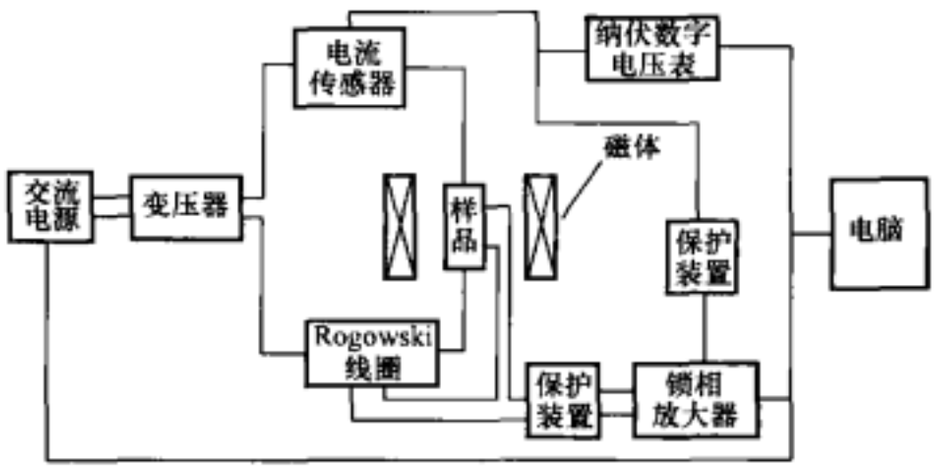


图 19.7-7 交流损耗电测法原理图

超导电缆在 77 K 和空载下的热损耗与超导电缆的交流损耗基本相当，如日本住友电气等研制的 100m、66kV 三芯高温超导电缆在 77K 和空载下的热损耗约为 2.5W/m，而其在 77K 下通过 1k A_{rms} 的交流损耗为 2.1W/m。在超导电缆设计时，应采取有效措施，尽可能降低超导电缆的热损耗，例如对电流引线采用优化设计；改善超导带材与电流引线焊接工艺和焊接材料，以减少焊接电阻；调节电缆各导体层的电感使导体层电流分布均匀以便有效地降低交流损耗；改进电缆低温容器的热绝缘和真空度等。通过超导电缆的优化设计和改善加工工艺，进一步降低超导电缆的各种损耗，对超导电缆的实用化有很大的意义。

3.3 超导电缆的绝缘

根据超导电缆绝缘介质所处的工作温度环境，超导电缆可分为常温绝缘超导电缆和低温绝缘超导电缆。常温绝缘超导电缆的电绝缘层处在超导电缆低温容器外侧的室温空间，可以采用常规电缆的电绝缘材料和结构，加工和安装相对简单，技术比较成熟。但由于处在低温容器外侧，绝缘和整个电缆尺寸较大，因此常用于单芯电缆。同时电缆运行时会在低温容器壁上感应涡流而产生热损耗。低温绝缘超导电缆的绝缘处在导体层外侧，与导体层同处低温环境中，因而结构紧凑、尺寸小，还可将三相电缆放置在一个低温容器中，组成三相同芯（或同轴）超导电缆。但电缆绝缘处在低温下，绝缘材料和技术尚不如常温绝缘技术成熟。

与常规电缆相类似，超导电缆主绝缘有绕包型或挤包型两种结构，绕包型绝缘的介质损耗和电容较小，但由于绕包层重叠或层间会有一定间隙，在承受高电压时，有可能出现电场集中，并在低于绝缘击穿强度的电压下产生局部放电。挤包型绝缘（或固体绝缘）是利用电缆立塔生产线，通过专用挤压机头将绝缘材料，如聚乙烯、交联聚乙烯或乙丙橡胶等挤包在电缆上。挤包型绝缘结构可有效地减少绝缘中的气隙，绝缘层内部不存在分界面和电场突变，从而防止产生局部放电。但在低温下，挤包型绝缘会产生较大应力，容易导致绝缘开裂。目前采用的电缆绝缘材料在低温下弹性小，弯曲性能较差，需要研究和采用低温下绝缘和机械性能更好的绝缘材料。日本住友电气研制的 66kV、3 芯低温绝缘高温超导电缆采用了聚丙烯层压纸（PPLP）作电绝缘，它浸渍在液氮中，其绝缘水平可达 24kV/mm。

对常温绝缘高温超导电缆，绝缘是缠包在电缆低温容器外部，为了使电缆容器表面的电场均匀，减小或消除因超导电缆容器表面不光滑而造成的电场集中，可在电缆低温容器上加一内半导电屏蔽层。内半导电屏蔽层对绝缘承受高压面上电场的均匀化，可有效防止局部放电的产生，从而防止在绝缘层产生对绝缘极为不利的电树等，减小对绝缘层的危害。为了均匀绝缘层表面电场，防止电缆表面电场集中，超导电缆绝缘外部还可附加外半导电屏蔽层，使因电缆绝缘表面不光滑引起的电场梯度大幅减小。为保证超导电缆的外半导电屏蔽层始终处于零电位，半导电屏蔽层外可包敷一层金属屏蔽层，如铜屏蔽层。电缆运行时，金属屏蔽层两端的可靠接地会使绝缘层中承受的电场径向均匀分布。正常运行时，屏蔽层承担导通电缆对地电容电流的作用，故障情况下，金属屏蔽层还可通过接地电流或一定的短路电流。图 19.7-8 示出常温绝缘超导电缆绝缘结构示意图。超导电缆绝缘层的厚度一般可按下式求得

$$t_d = r_{id}\left[\exp\left(\frac{U}{r_{id}E_{dmax}}\right) - 1\right] \tag{19.7-10}$$

式中：U 为电缆对地工频耐压有效值；E_{dmax} 为所用绝缘材料的最大电场强度；r_{id} 为绝缘层内半径。

3.4 终端与电流引线

图 19.7-9 是日本住友电气设计的 66kV 高温超导电缆终端结构的示意图。超导电缆终端主要部件包括终端绝缘、电流引线、液氮输液管、回气管和真空多层绝热低温恒温器等。电缆终端是电缆与外部电气部件连接端口，由于超导电

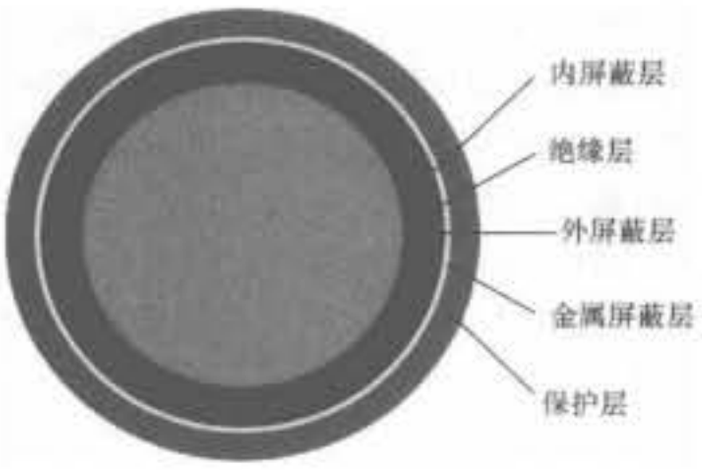


图 19.7-8　常温绝缘超导电缆电绝缘结构示意图

缆将在一定的电压下运行，终端也要有相应的绝缘水平。对于低压电缆，一般只需将电缆线头套上接线端子即可，但对 10kV 以上电压等级的电缆，由于电缆终端处容易出现远高于其他区域的局部电场集中并导致端部电击穿，对终端绝缘必须仔细处理。常规电缆终端绝缘技术目前比较成熟，有各种型式的商用电缆终端绝缘附件，如绕包应力锥加瓷套终端、热缩橡塑终端、预制硅橡胶终端和冷缩硅橡胶终端等。在超导电缆终端，导体层将通过电流引线与高电压母线连接，由于载流导体必须在低温，如液氮温区（77K）下运行，终端还是电缆低温部分与外部室温的过渡段，又是液氮出入口，因此不仅要有相应的电绝缘，也要有很好的热绝缘，以保证电缆整体热损耗最小。

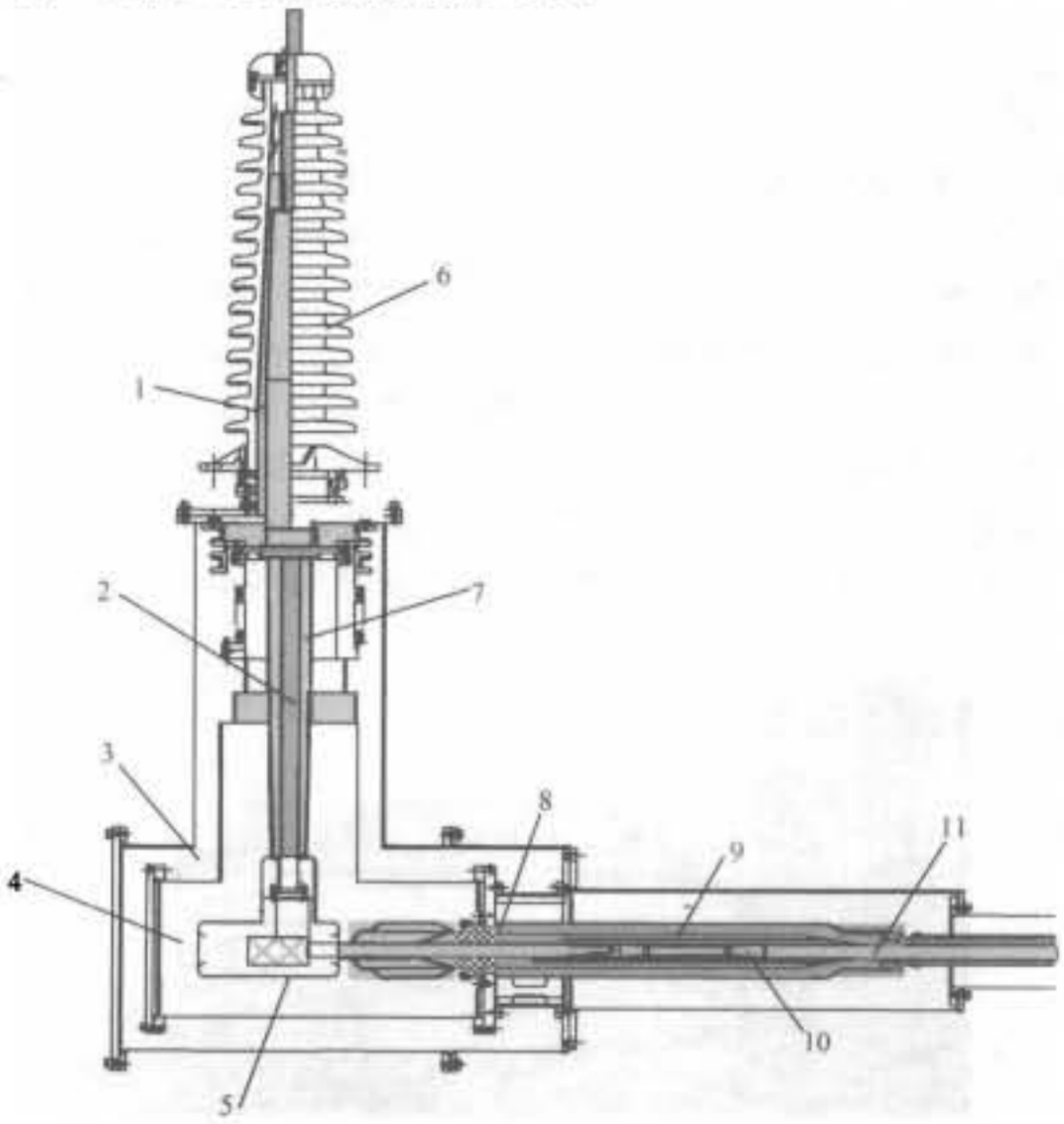


图 19.7-9　高温超导电缆终端的结构示意图

1—油；2—电流引线；3—热绝缘层；4—液氮；5—电屏蔽；6—中空瓷套管；7—玻璃钢套管；8—环氧树脂；9—绝缘纸；10—超导—常导焊接点；11—高温超导电缆芯

电流引线是超导电缆终端的一个重要组成部分，由于电流引线的漏热对整个电缆系统的影响非常大，电流引线的优化设计具有重要意义，为了减少通过电流引线对低温环境的漏热，在设计电流引线时要求通过电流引线从室温传入低温的热量与通电时电流引线产生的焦耳热之和最小。一般导电材料电阻越小，导热系数越大，即电流引线的导热与引线长度成反比、与其截面成正比，而其焦耳热正好相反，必须对引线设计进行优化，求得最佳参数。同时，还应尽可能减小引线与超导带材连接处的焊接电阻，以降低通电时产生的焦耳热损耗。对一端冷却的电流引线，可以得到使电流引线漏热最小化的设计参数表达式

$$\left(\frac{LI}{S}\right)=\sqrt{\frac{2}{\rho}\int_{T_L}^{T_H}\lambda(T)\mathrm{d}T} \tag{19.7-11}$$

根据式（19.7-11），电流引线通过电流产生的损耗为

$$Q=I\sqrt{2\rho\int_{T_L}^{T_H}\lambda(T)\mathrm{d}T} \tag{19.7-12}$$

电流引线不通电时的损耗为

$$Q_{I=0}=\frac{A}{L}\int_{T_L}^{T_H}\lambda(T)\mathrm{d}T \tag{19.7-13}$$

上述各式中，L 为电流引线的长度，A 为电流引线的横截面积，I 为通过电流引线的电流强度，T_L 为冷端温度，T_H 为热端温度，ρ 为电阻率，$\lambda(T)$ 为热导率，Q 为热损耗。

3.5　超导电缆冷却系统

低温制冷系统为超导电缆载流导体提供必要的低温运行条件。对低温超导电缆，由于载流导体 NbTi 和 Nb_3Sn 临界温度分别为 9.5K 和 18.1K，一般采用液氦作冷却剂。对高温超导电缆，由于载流导体的临界温度都高于液氮温度（氮在一个标准大气压下的沸点是 77K），因此可采用技术成熟、价格低廉的液氮作冷却剂。目前，高温超导电缆大都采用过冷液氮循环迫流冷却方式，其基本原理是利用过冷液氮的显热，将高温超导电缆产生的热量带到液氮冷却装置，通过冷却装置冷却后，再将过冷液氮送回到超导电缆中去，形成液氮在闭合回路的循环过程。冷却装置可采用多种制冷方式，如常压液氮沸腾制冷、减压降温制冷、低温制冷机（如小型 G-M 制冷机、斯特林制冷机、逆布雷顿循环制冷机等）制冷等。其中低温制冷机制冷方式不受环境和地域限制，运行简便，已被一些高温超导电缆采用。但目前制冷机主要使用氦闭式循环气体制冷，效率较低，在液氮温区，国际上达到的最高效率仅为卡诺效率的 0.3，远低于大型空分系统的效率（卡诺效率的 0.5～0.6）。同时制冷机存在压缩机、膨胀机等运动部件，可靠性和使用寿命有一定限制，价格也较昂贵。液氮蒸发制冷和减压降温制冷使用的液氮是大型空分制氧机的副产品，不仅容易获得，而且价格较低廉。同时，这两种制冷方式制冷系统基本没有运动部件，可靠性大大提高，但在运行过程中需要补充液氮。

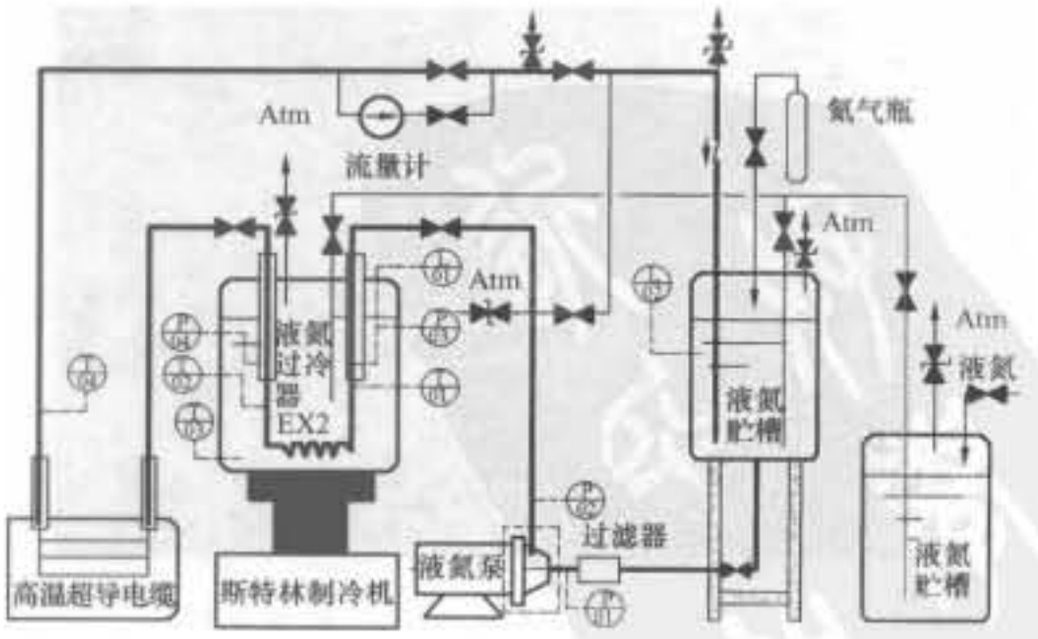


图 19.7-10　高温超导电缆的低温冷却系统流程图

图 19.7-10 给出采用斯特林制冷机作低温冷源的高温超导电缆过冷液氮循环迫流冷却系统流程图。这种冷却系统设备简单、成本较低、操作方便，并可提供较大制冷量，如在 70 K 下可提供数千瓦制冷功率。

4 高温超导电缆应用实例

中国科学院电工研究所、甘肃长通电缆科技股份公司和中国科学院理化技术研究所等合作，于 2004 年研制出 75m、10.5kV/1.5kA 高温超导输电电缆（以下简称 75m 超导电缆）。该电缆采用常温电绝缘三相独立结构，每相由承载电流的超导电缆芯、维持低温环境的低温容器（恒温管）、电缆终端和电流引线等组成，图 19.7-11 是其结构截面图，其电缆芯为两层螺旋形结构，载流导体层间缠有聚酰亚胺绝缘带，以降低因电磁耦合引起的交流损耗。

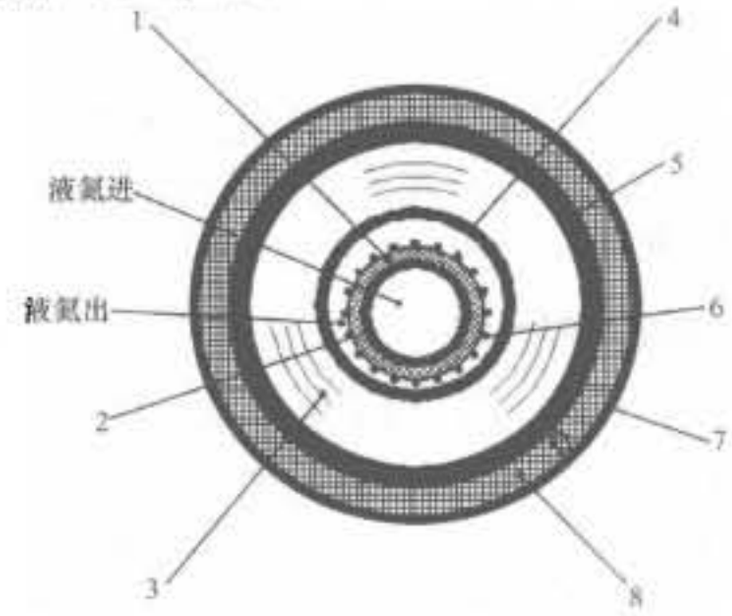


图 19.7-11 75m 超导电缆单相电缆的剖面图
1—HTS 通电导体；2—骨架；3—超级绝热材料；4—低温容器内管；5—低温容器外管；6—滑道线；7—PVC 保护层；8—常温电绝缘结构

75m 超导电缆所用高温超导带材是由美国超导公司生产的 Bi-2223/Ag 不锈钢密封带材，截面尺寸为 4.8×0.32mm²、临界电流为 120～150A、单根带长大于 100m。75m 超导电缆所使用的 Bi-2223 高温超导带材属陶瓷性材料，性脆极易受损，在绕制过程中，弯曲半径过小、扭曲或张力不均，都可能使带材脆断，破坏其超导特性。同时带材截面为矩形，矩形截面的带材绕制和圆形导体相比，排线难度大，易重叠，难以精确定位，而且超导带材绕制角度还有不同的要求。为此中国科学院电工研究所设计研制了专用的高温超导电缆绕线机。图 19.7-12 给出采用专用绕线机绕制 75m 超导电缆的情况。

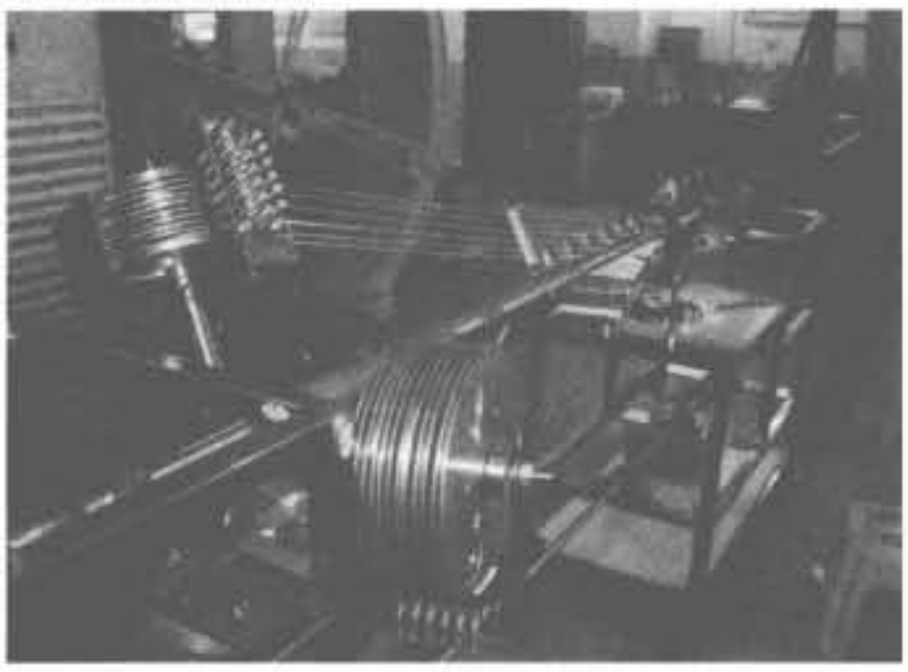


图 19.7-12 绕制中的 75m 超导电缆

75m 高温超导电缆的电缆芯装在维持液氮温度的低温容器（恒温管）中，低温恒温管采用低温真空绝热方式，它由容器内管、真空加超级绝热材料、外管和绝缘层组成。低温容器（恒温管）的内管和外管采用带钢丝网套的波纹管，它既有足够的机械强度又有较好的柔软性，可以满足弯曲的需要。低温容器（恒温管）两端采用具有高真空和超级绝热的双不锈钢波纹管结构与终端相连，保证了超导电缆的可柔性和高真空度。电缆终端与低温系统采用高压隔离器进行连接。高压隔离器一方面起着高电压隔离的作用，另一方面起着低温液体的通道作用。低温容器（恒温管）外侧为常温电绝缘和电缆外保护层，采用交联聚乙烯塑料（XLPE）作为电缆的主绝缘。

75m 超导电缆的主要参数如表 19.7-2 所示。

表 19.7-2 75m 超导电缆的主要参数

名 称	数 值
骨架内/外径（mm）	25/32.7
导体内/外径（mm）	32.8/34.6
带材层数	2
单相带材根数	36
滑道线外径（mm）	39
低温恒温管内/外径（mm）	50/92
常温电绝缘厚度（mm）	4.5
铜带屏蔽层厚度（mm）	0.2
PVC 保护层厚度（mm）	5
电缆总外径（mm）	117

75m 超导电缆采用过冷液氮循环迫流冷却方式，其低温制冷系统采用减压降温低温制冷方式（见图 19.7-10）。该系统设备简单、成本较低、操作方便，能适应直流/交流，单相/三相 HTS 电缆的不同试验要求，可提供较大制冷量（4kW@70K）。该制冷系统包括气液分离器、液氮泵、过冷换热器、高真空杜瓦连接管、控制调节阀门以及温度、压力、液位、流量等传感器。其循环流程为：由气液分离器流出的液氮，经液氮泵加压后，进入过冷换热器进行热交换成为过冷液氮（66～77K），过冷液氮沿 A 相和 B 相进入超导电缆，汇合后由 C 相返回到气液分离器，将各种损耗热量带出超导电缆，为超导电缆提供运行的低温环境。



图 19.7-13 安装在长通电缆公司的 75m 长高温超导电缆

图 19.7-13 是安装在甘肃白银长通电缆公司的 75m 长高温超导电缆。2004 年 12 月 14 日，该电缆接入甘肃长通电缆科技股份有限公司配电网，并分别在 10.5kV 电压等级下和最大电流达 1600A_{rms}（380V 电压等级）下经受了运行考验。随后，该电缆接在长通公司 6.6kV 配电网上，向生产车间供电。到 2006 年 4 月，在该电缆公司配电网上累计安全运行达 7000h。

第8章 超导变压器

1 超导变压器的原理和结构

电力变压器是电网中的重要设备之一，高效率、高可靠性是其发展的重要目标。随着电网容量和规模不断增加，电力变压器的未来发展趋势是：低损耗、高单机容量、小体积、环保，电压等级向500～1000kV超高压方向发展。传统电力变压器的生产工艺逐渐成熟，采用常规材料和工艺难以满足现代电力工业的需要。变压器性能的进一步提高依赖于新材料和新工艺的应用。超导材料具有电流密度高、直流电阻为零的特性，在减小变压器体积和损耗、提高单机容量方面具有很大优势。由于高温超导变压器具有体积小、能耗低、效率高、寿命长、单机容量大、过载能力强等优点，有助于提高电力系统效率、改善电力系统稳定性，世界上很多国家相继开展了高温超导变压器的应用研究，取得了重大进展。

1.1 超导变压器的原理

高温超导变压器的工作原理与常规变压器完全相同：变压器的主要组成部分由套在闭合铁芯柱上的两个（或两个以上）绕组（线圈）所构成，接电源的绕组称为一次绕组，接负载的绕组称为二次绕组；通过电磁感应实现两个磁路之间的能量传递。铁芯磁路部分由硅钢片或非晶合金片叠加而成。当一次绕组接交流电源时，一次绕组中有交流电流流通而建立磁动势。在这个磁动势作用下，铁芯中便产生交变磁通。由电磁感应定律可知，在二次绕组中感生出同频率的交变电动势，在绕组上的感应的电压为

$$U = 4.44fBSN \quad (\mathrm{V}) \tag{19.8-1}$$

式中：f、B、S和N分别为交变电源频率、铁芯磁通、铁芯净截面积和绕组匝数。在其他条件不变时，二次绕组的感应电动势与其匝数成正比

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} \tag{19.8-2}$$

1.2 超导变压器的结构

超导变压器主要由铁芯、高温超导绕组、非金属（玻璃钢）低温杜瓦、引线及其他附件组成。图19.8-1为三相高温超导变压器结构示意图，其总体结构与常规干式变压器相似。空芯超导变压器在应用上是不可取的，因为空芯结构将极大地增加磁通分布空间，或极大地提高绕组中的电流密度。前者导致变压器体积增大，后者则将增加超导体表面的磁场强度，使其临界电流密度下降，并极大地增加交流损耗，所以本章将只介绍有铁芯的超导变压器。

（1）铁芯。铁芯是变压器的磁路部分，根据铁芯与绕组的相对位置，可分为芯式铁芯与壳式铁芯两种主要型式。对于壳式铁芯，其芯柱截面为矩形，为了减小漏磁通、增加有效截面，与之匹配的线圈截面也应该为矩形，实用高温超导材料是氧化物陶瓷与金属基体组成的复合导体，机械性能比较差，最小弯曲半径约为50mm，因此壳式铁芯不适合超导变压器。心式变压器铁芯柱截面为多级芯片梯形叠加成近似

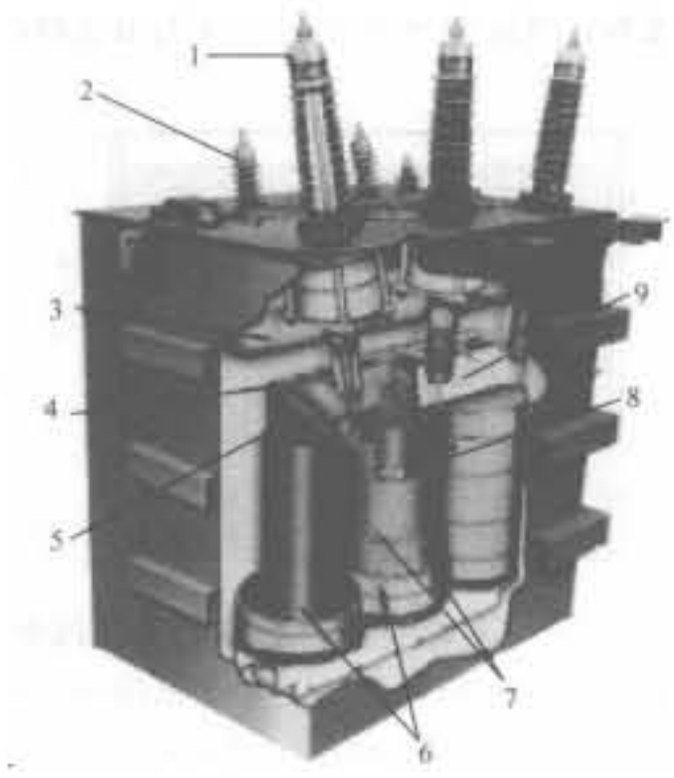


图19.8-1 高温超导变压器结构示意图
1—高压套管；2—低压套管；3—液氮导管；4—高压套管；5—铁芯；6—玻璃钢低温杜瓦容器；7——次/二次高温超导绕组；8—液氮；9—铁芯夹件

圆形，适合超导带材的绕制。因此，超导变压器铁芯普遍采用心式铁芯。它又分为单相双柱式、单相三柱式、三相三柱式和三相五柱式。

高温超导变压器的铁芯可采用常规涂绝缘漆硅钢片或非晶合金片叠加而成。硅钢片分冷轧和热轧两种工艺，由于冷轧硅钢片的导磁性能高、磁滞损耗低、具有很强导磁取向，超导变压器铁芯宜采用冷轧硅钢片。此外，尽管非晶合金磁密较冷轧常规铁芯低，但随着制造工艺的改进和提高，其铁损仅为常规铁芯的30%左右，采用非晶合金铁芯可大大降低变压器的空载损耗，提高效率。然而，非晶合金铁芯也有一些缺点，如磁密低、机械性能差、不能受力等，给变压器制造带来很大困难，这也是目前仅有小型干式变压器采用非晶合金铁芯的原因。不管采用哪种铁芯材料，高温超导变压器铁芯制造工艺与常规变压器完全相同。

（2）高温超导绕组。高温超导变压器的绕组型式主要有层式线圈和饼式线圈两种类型，由于绕组在低温环境下工作，其绝缘材料在低温下必须满足绝缘要求，同时还应满足机械强度要求，目前多采用聚酰亚胺薄膜双半叠包工艺对超导带材进行绝缘。变压器运行时，超导绕组处于交变磁场和交变电流环境中，会产生交流损耗，为了维持绕组运行在超导态，低温冷却介质（液氮）必须能够将绕组产生的交流损耗热带走。此外，低温冷却介质（液氮）还起到绝缘的作用，如果绕组局部温度高于液氮温度，液氮挥发将会形成气泡，氮气绝缘强度低于液氮，因此在高温超导绕组绝缘的结构设计上，为安全起见，绕组介质绝缘应以氮气绝缘强度设计，同时在层间应留有液氮冷却通道，这与油式变压器绕组结构的绝缘和散热考虑相同。

（3）低温杜瓦系统。超导绕组工作于低温环境下，因此必须置于低温杜瓦容器中，以维持低温状态、抑制漏热。低温杜瓦有三种结构选择：其一比较简单，与常规油浸变压器

相同，外壳采用金属杜瓦，液氮冷却介质相当于变压器油，绕组和铁芯均置于冷却介质中，即所谓冷铁芯结构，如图19.8-2所示。该结构简单、成本低廉、真空度高、不需定期对杜瓦抽真空、铁芯与超导绕组耦合紧密、漏磁场径向分量小、超导材料可充分利用，但铁芯损耗无论在空载还是有载情况下均存在，且在低温下铁损比室温下大，电阻率却比室温下小，导致涡流损耗增加，给制冷带来很大负荷，极大地增加运行成本，因此超导变压器不宜采用这种结构。

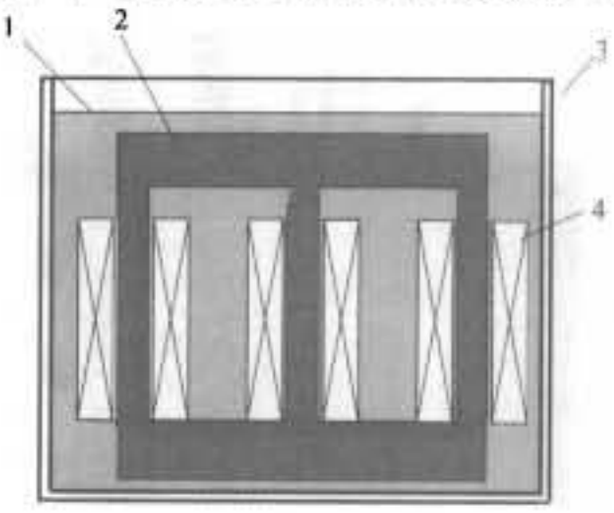


图 19.8-2 超导变压器冷铁芯低温结构示意图：绕组和铁芯均放置于低温杜瓦中

1—低温介质；2—铁芯；3—低温杜瓦；4—绕组

第二种杜瓦结构为铁芯与绕组分开的方式，如图19.8-3所示，每相绕组需一台杜瓦。杜瓦为环形，中心留有铁芯穿过的室温孔，与常规干式变压器一样，铁芯工作于室温，由空气对流冷却，绕组工作于低温，低温介质对其起冷却和绝缘作用。变压器中存在交变电磁场，杜瓦需采用无磁非金属材料，如玻璃钢等制造，以免形成短路环。玻璃钢具有很好的绝缘特性，但本身会不断放气，需定期抽真空以保证绝热性能。目前超导变压器杜瓦均采用这种结构。

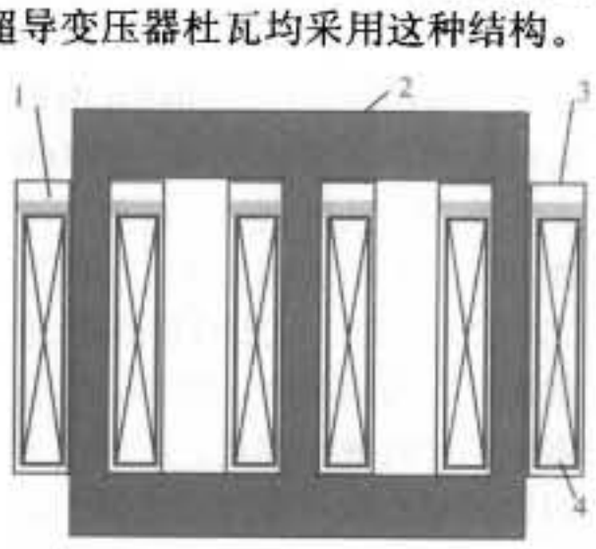


图 19.8-3 超导变压器结构示意图：每个绕组均放置在各具有铁芯室温孔的低温绝缘杜瓦中，共需三只杜瓦

1—低温介质；2—铁芯；3—低温杜瓦；4—绕组

第三种低温杜瓦结构也采用铁芯与绕组分开的方式，如图 19.8-4 所示，所有绕组均在一台杜瓦内，杜瓦内侧仍为环形，中心留有三个铁芯穿过的室温孔，铁芯和绕组工作状态与第二种相同，杜瓦也需由无磁非金属材料制成。这种结构比第二种简单，是未来超导变压器的理想结构，但由于制造工艺和成本问题，目前的超导变压器均未采用。

（4）引线。超导绕组工作于低温状态，连接绕组与套管的引线在低温和室温区之间过渡，除产生焦耳热以外，还会从室温向低温传导热量。因此，必须综合考虑焦耳热和传导热进行优化设计。根据经验，如果对一般铜排引线，当长度与截面的比值满足式（19.8-3）时，向低温杜瓦的漏热（传导热和焦耳热的总和）最小。

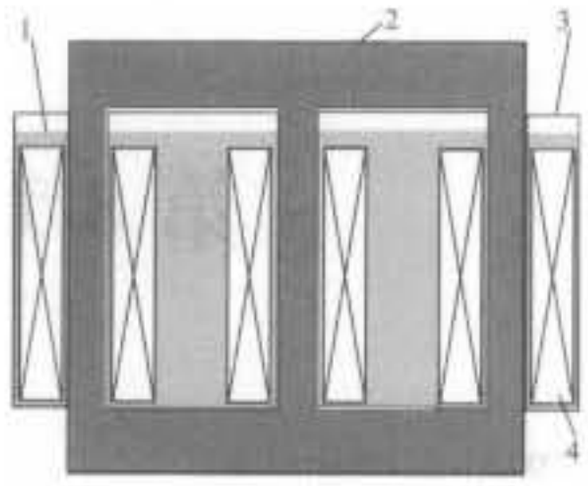


图 19.8-4 超导变压器结构示意图所有绕组均放置在一台具有三个铁芯室温孔的低温绝缘杜瓦中，只需一台杜瓦

1—低温介质；2—铁芯；3—低温杜瓦；4—绕组

$$\frac{L}{A} = 2879.75 \tag{19.8-3}$$

式中：L 和 A 分别为引线导体的长度和截面积。

1.3 超导变压器用低温制冷系统

实用高温超导变压器必须采用低温闭式循环制冷系统，液氮温度最好控制在 70K 以下（过冷液氮），避免沸腾液氮气泡产生（氮气绝缘强度低于液氮），引起电场集中。超导变压器低温系统主要包括制冷机、热交换器、液氮泵、液氮储槽等。采用制冷机闭路循环系统，具有低温系统的维护量小、效率高、低噪声、价格便宜等优点。图19.8-5为高温超导变压器运行及其低温冷却系统的流程示意图，冷却系统主要由三部分组成：高温超导变压器部分、制冷部分及控制部分。前两部分由柔性绝热管连接，过冷液氮通过绝热输液管循环。电流引线、减压阀、氮气及液氮输液管处于变压器上盖板顶部，过冷液氮入口置于低温杜瓦的底部，为了使液氮返回制冷系统，过冷液氮的出口置于变压器绕组的顶部以上。一个大气压下的过冷液氮输入变压器杜瓦的底部，升温的过冷液氮循环返回制冷系统，通过中间氮气瓶氮气的注入和减压阀，可以控制变压器部分的压力 P_2 高于制冷系统的压力 P_1，此压差（P_2-P_1）可以自动将变压器杜瓦内的过冷液氮循环返回到制冷系统中去。

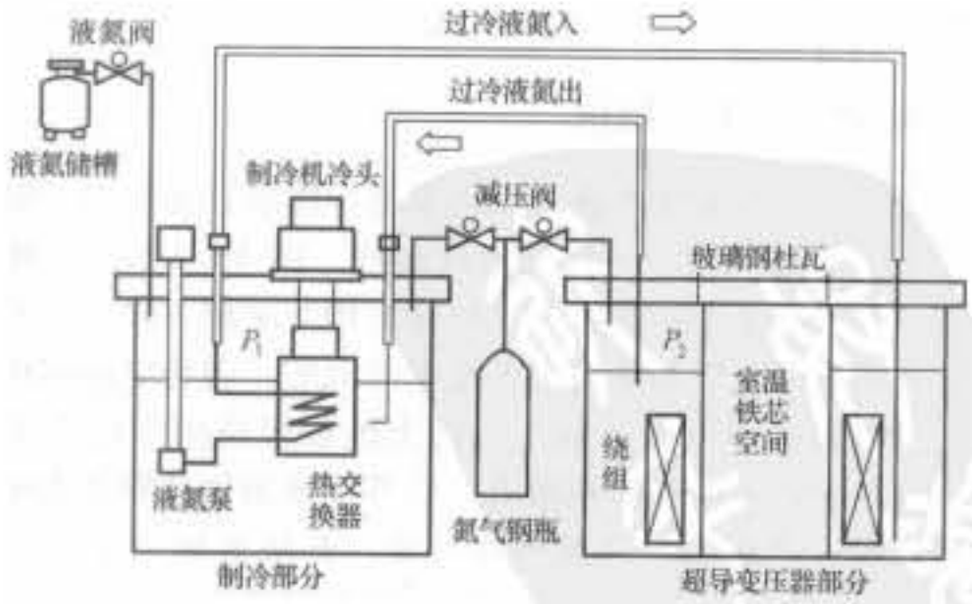


图 19.8-5 超导变压器低温及制冷系统流程示意图

制冷系统由不锈钢杜瓦、液氮泵及制冷机构成。制冷机冷头与热交换器相连并置于液氮中，与从变压器杜瓦中返回的液氮进行热交换将其冷却，经过液氮泵将过冷液氮循环输送到变压器杜瓦中。控制部分由压力控制器、液面计、温度计和液氮泵控制器组成。压力控制器使变压器杜

瓦内的压力维持在略高于一个大气压水平；液面计用于显示绕组液面高度，保证超导绕组始终处于超导状态。在变压器绕组的顶部、中部和底部分别埋设温度传感器，检测其温度变化，从而控制制冷机的制冷程度，保证变压器正常工作。

2　超导变压器的现状和发展趋势

20 世纪 60 年代，多芯超导复合线材实现后，超导体的交流损耗极大地减小，超导电力应用研究开始进入人们的视野。由于变压器是静止电力设备，绕组采用超导绕组，低温冷却问题相对容易解决，所以超导变压器在超导电力应用研究中倍受关注。早期超导变压器均采用低温超导材料，虽然其超导绕组产生的交流损耗比常规铜绕组损耗低得多，但其工作在液氦温度 4.2K，在液氦温度消耗 1W 的功率，相当于室温下消耗 200～500W 制冷功率，所以运行成本高，在经济上没有明显的优越性。1970 年以来，法国、日本等相继开展了低温超导变压器研究工作，先后研制成功容量千伏安至兆伏安量级的低温超导变压器，其结构介于常规油式和干式变压器之间。1980 年初，法国首先研制出极细丝（丝径小于 1μm）扭绞低温超导线并附以铜镍等高电阻值基底材料的复合实用超导线，使超导绕组的交流损耗大幅降低，可较好地满足超导变压器研制需求。同时，随着制冷技术日臻完善，超导变压器开始逐步显露出其优越性，其应用研究也重新提到议事日程上来。分析表明，1MVA 超导变压器质量仅为常规变压器的 40%以下，当容量大于 3 MVA 时，超导变压器将具有显著优势。

近年来，高温超导材料的进展大大促进了超导变压器的研究工作。高温超导材料在液氮温区即可工作，其热容比在液氦温区高两个量级，因而有更大的稳定运行裕度。此外，液氮的潜热为 160kJ/L，液氦的潜热为 2.6kJ/L，两者相差近 62 倍，且液氮制冷费用比液氦低得多，相对于室温费用分别约为 500∶1 和 15∶1，因此在相同运行情况下，运行在液氮温区的高温超导材料交流损耗允许值比运行在液氦温区的大 20～30 倍。所以，高温超导变压器的开发研究具有重要的实际意义。1996 年日本九州大学、富士通电气和住友公司研制出一台 500kVA 单相高温超导变压器，电压 6.6kV/3.3kV，电流 76A/152A，在 77K 运行，效率达 99.1%，在 66K 下运行时，容量可提高到 800kVA，效率达 99.3%。1997 年，瑞士 ABB 和美国超导公司率先研制成功三相、630kVA、电压 18.72kV/0.42kV、电流 11.2A/866A 的配电高温超导变压器，并在日内瓦电网运行一年。

中国科学院与（新疆）特变电工合作，于 2003 年 10 月研制出一台容量为 26kVA（400V/16V，37.5/938A）三相高温超导变压器。2004 年 8 月又完成一台 45kVA（2400V/160V，18.75A/281.25A）单相高温超导变压器，并经过了国家变压器质量监督检测中心的试验，绕组损耗仅为 8.6W。2005 年 10 月完成了容量为 630kVA（10.5kV/0.4kV，34.64A/909.32A）的三相高温超导变压器，该变压器首次使用世界上最大的非晶合金铁芯，通过了各种行业测试，并在特变电工成功挂网试运行，其效率达到 98.5%。此外，株洲电力机车公司在 2005 年研制出 300kVA/25kV/6.6kV 电力机车用单相高温超导变压器。

表 19.8-1 列举了国内外几种典型的高温超导变压器的最新进展情况。

表 19.8-1　国际上几种典型的高温超导变压器的最新进展

国家	参与单位	容量	相数	状况
瑞士	ABB 公司和美国 AMSC 公司	630kVA	3 相	挂网运行
美国	美国电力公司、IGC 超导材料公司、橡树岭国家实验室	5MVA	3 相	研制中
日本	九州大学	3MVA	单相	完成概念设计
德国	西门子公司	1MVA	单相	试运行
英国	牛津超导仪器有限公司	41kVA	单相	研制中
韩国	韩城国立大学和电工研究所	4MVA	单相	研制中
中国	中国科学院电工所、特变电工股份有限公司	26kVA	3 相	试验运行
		45kVA	单相	完成试验
		630kVA	3 相	挂网运行

在超导变压器中超导材料成本要占到 70%～80%，目前第二代高温超导带材正走向产业化，这将在提高超导材料电磁、机械和热性能的同时大大降低成本，从而加快高温超导变压器从技术走向市场的步伐。除解决材料问题外，未来高温超导变压器还需完善如下关键技术：

（1）冷却方式。长期挂网运行的高温超导变压器应采取制冷机循环冷却方式。目前商用成熟的斯特林制冷机制冷功率可达 2kW 以上（65K），且运行 1 万 h 以上免维护，为高温超导变压器的长期运行提供了可靠低温保障。制冷机循环冷却方式的主要优点首先是无需专人职守维护，可提高系统可靠性，减小运行成本。其次，循环冷却可使液氮温度降低到沸点以下，避免了冷却介质沸腾产生气泡，可极大地提高液氮的绝缘强度；同时，大容量超导变压器的漏磁场较大（幅向漏磁场可达到 200mT 以上，轴向漏磁场可达到 500mT 以上），超导带材临界电流严重退化，使用过冷循环冷却系统，如冷却到 65K，可使绕组临界电流提高到 2 倍以上，从而减小导线用量或增大变压器容量（过负荷能力），同时大大降低绕组交流损耗。

（2）悬浮电位。对于高电压、大容量的高温超导变压器，绕组加固结构中的构件应采用环氧部件取代金属部件，以避免悬浮电位放电导致的绝缘老化问题。

（3）低温杜瓦。杜瓦漏热是制冷系统的重要负荷之一，直接关系到超导变压器的运行效率，具体解决方法有提高真空度、减小漏率、增加机械强度等。大型高温超导变压器应采用三相联体杜瓦，以减少终端引线的引出数量，降低引线漏热，从而减小热负荷。

（4）调压绕组。为了满足电力系统对电压调节的要求，变压器须设置调压开关。使用三相联体杜瓦，可直接将调压分接线从绕组分接头引至设置在杜瓦内的分接开关，可减少引线漏热。

（5）尖端放电。目前商品高温超导带的厚度很小（约为 0.2mm），容易使边缘电场集中，造成尖端放电，未来高压、超高压及特高压的大型高温超导变压器必须设法消除导线边缘的电场集中，控制局部放电量。对于当前的商用超导带材，可将多根并绕导线用电屏蔽材料缠绕，使其在电场方面成为一个整体，从而消除尖端放电。

（6）磁屏蔽。高温超导带材具有强烈的各向异性，其在垂直场下临界电流随磁场强度退化严重，从而导致载流能力下降，并使绕组交流损耗增加。在大型高温超导变压器中应尽量减小绕组的幅向漏磁场分量，如可在绕组端部增加磁屏蔽，用导磁材料环改变端部漏磁场路径等。

（7）电容补偿。高压、超高压大型常规变压器的高压绕组一般采取纠结一连续式、纠结式或插入屏蔽式等绕组方式改善绕组的波过程分布。超导变压器受超导材料性能限制，不宜使用纠结式，应采用插入屏蔽式绕组，以便向绕组补偿电容，改善波分布，提高抗雷电冲击强度。

3 超导变压器的特性

目前尚没有统一的超导变压器国际及国家标准，只能参照常规变压器标准进行设计和制造。与常规变压器相似，超导变压器的参数特性包括空载特性、负载特性、绝缘特性、机械和热稳定性等。其中变比、励磁（空载）电流、短路阻抗、绝缘电阻、感应耐压、空载电流谐波、零序阻抗、声级、雷电冲击、短路冲击、机械及热稳定性等可参照常规变压器标准。

3.1 空载特性

超导变压器的空载特性中，变比、励磁电流、直流电阻、空载损耗、绝缘电压、绝缘电阻、感应耐压、空载电流谐波及局部放电等均可参照相应的常规变压器国家标准，与常规变压器不同的空载特性主要包括绝缘、直流电阻、空载损耗三项。

（1）绝缘。超导绕组工作于低温环境，低温高压绝缘与常规变压器绝缘不同，低温冷却介质如液氮或液氦的绝缘强度比变压器油低，且在局部发热后易产生气泡，因此保守的设计应该以气态冷却介质的绝缘强度考虑。用于包裹超导材料的低温绝缘材料除了要有良好的低温绝缘特性外，其在低温下的机械特性和导热性应越高越好，当前超导变压器绕组材料以聚酰亚胺薄膜作为匝间绝缘，其他相应的主绝缘等与常规变压器考虑方法相同。

（2）直流电阻。常规变压器直流电阻的测量非常成熟，相对于绕组损耗，引线电阻及损耗可忽略不计。然而，在低温下超导绕组直流电阻为零，超导变压器的直流电阻仅为引线电阻，引线具有从室温到低温的温度梯度，而电阻率与温度有关，所以超导变压器直流电阻与低温液面高度有关，其总值很小，测量非常复杂，重复性差，目前也没有相应的国际标准及国家标准。

（3）空载损耗。常规变压器空载损耗计算及测量比较简单、成熟，主要为铁芯磁滞损耗（铁损）。超导变压器的空载损耗除铁损外，引线导热不可忽略，此外还应包括低温杜瓦漏热损耗。最后，在计算空载损耗时，引线及杜瓦本身向低温区的漏热还应该乘以制冷系数。如冷却介质为液氮，制冷系数为 500；冷却介质为液氦，制冷系数为 15～20，即在液氦温度下 1W 的热量，在室温下约相当于 15W 损耗，在计算超导变压器效率时尤其需要考虑这一点。

3.2 负载特性

与常规变压器不同，超导变压器的负载损耗是将其一次或二次短路，在额定电流下测得的绕组及引线交流损耗，其他负载特性如短路阻抗、声级及零序阻抗等则与常规变压器相同。

（1）负载损耗。常规变压器的负载损耗包括绕组焦耳损耗、涡流损耗及其他杂散损耗。在超导变压器中，负载损耗包括绕组的磁滞损耗、涡流损耗、耦合损耗、引线的焦耳损耗及其他杂散损耗。超导变压器损耗计算非常复杂，应首先计算绕组磁场分布，得到垂直（辐向）磁场分量和平行（轴向）磁场分量，其后计算绕组各匝上超导材料的临界电流分布，最后计算绕组各匝上的各种损耗，累加得到整个绕组的损耗。

（2）温升。常规变压器的温升特性是变压器的重要参量，包括绕组温升、变压器油温升、铁芯温升及引线温升等。对超导变压器，铁芯温升与干式变压器温升测量相同。超导绕组始终工作于低温介质中，低温介质温度恒定，绕组温度与低温介质温度相同，若绕组温度一旦高于低温介质沸点温度，低温介质将迅速汽化，导致绕组失超和被迫停机。最后，对于超导变压器，由于引线一端处于室温，另一端与处于低温的超导绕组相连，在引线上存在温度梯度，且该梯度与冷却介质液面高度有关，测量困难，重复性差，引线温升特性缺乏实际意义。

3.3 稳定性

超导变压器的稳定性包括热稳定性和机械稳定性。

（1）热稳定性。超导变压器绕组在正常运行时，没有焦耳损耗，但是具有很小的与频率成正比的磁滞损耗，该损耗必须被冷却介质及时带走，以维持绕组的超导状态，否则绕组发生失超，产生大量焦耳热甚至烧毁绕组。在低压情况下，超导材料包扎绝缘材料厚度很薄，绕组与冷却介质热交换充分，热稳定没有问题。但在高压情况下，随着绝缘厚度的增加，热交换速度变慢，热稳定性问题突出，是对超导变压器应用的严峻挑战。

（2）机械稳定性。在突发短路故障情况下，超导变压器也会产生很大的短路电流，使绕组产生很大的电动力。如果短路应力超过绕组材料的临界允许应力，绕组的超导电性将严重退化，材料本身变形、破坏。同时，如果超导绕组失超，虽然会出现电阻，产生一定的限流作用，但该电阻远小于整个绕组阻抗，限流作用比较有限。因此在超导变压器的设计和制作过程中，必须考虑机械稳定性问题，对绕组采取适当的加固措施。

4 超导变压器应用实例

2005 年 11 月，中科院电工所和特变电工股份有限公司合作研发的 630kVA/ 10.5kV 三相高温超导变压器，在新疆昌吉市特变电工配电网投入试验运行。该变压器采用三相五柱式结构，是目前世界上最大的非晶合金铁芯变压器，也是继 ABB 公司后的第二台并网试验运行的三相高温超导变压器。该变压器通过了国家变压器行业标准测试，满足变压器运行标准。

4.1 630kVA 高温超导变压器的设计

该超导变压器主要技术指标为容量 630kVA，电压 10.5kV/0.4kV，电流 34.64A/909.32A，3 相，频率 50Hz，联结组别 Yn0＋d7，阻抗 2.5%，空载电流 1.15%。其他设计要点如下：

（1）铁芯。采用目前最先进的非晶合金铁芯，磁密 1.275T，铁芯型式为三相五柱式非晶合金卷铁芯，铁芯窗高（H_w）870mm，铁芯中心距（M_0）780mm，直径 396mm，空载损耗 $P_0=1030$W。其计算设计与常规变压器相同。

（2）绕组。导线选用美国超导公司生产的 Bi2223/Ag 多芯不锈钢加强高温超导带材，截面为 $4.1\times0.31mm^2$（裸线）；一次绕组采用层式结构，二次绕组采用饼式结构。在设计计算过程中，除了充分考虑漏磁场分布及其对超导带材临界电流的影响外，还考虑了一、二次绕组冷却通道的选取

等，其他计算与常规变压器相同。

（3）低温杜瓦。采用玻璃钢加强材料制作的带有室温孔径的玻璃钢杜瓦，鉴于目前的工艺技术，我们采用三台环形结构杜瓦，每相一台。玻璃钢杜瓦设计有抽真空嘴，随时可以对杜瓦进行抽真空，以保证良好的绝热性能。

（4）引线。采用变截面优化设计以减小引线焦耳热和向低温冷却介质中的传导漏热。

（5）损耗计算。包括空载损耗、负载损耗、耦合损耗、涡流损耗、杂散损耗、引线损耗及漏热和杜瓦自然漏热。

（6）空载损耗。非晶合金铁芯空载损耗计算与常规变压器铁芯空载损耗计算完全相同，在磁密 1.3T 时，损耗为 0.29W/kg，该超导变压器空载损耗 $P_0=1034.1$W。

（7）负载损耗。在 77K 液氮温区，负载损耗包括绕组磁滞损耗、耦合损耗和涡流损耗。

（8）磁滞损耗。由于绕组中超导线本身既载有交流电流，同时又处在交变的磁场环境中，磁场大小和方向各不相同。利用有限元法，对绕组漏磁场分布进行计算。根据每匝所处磁场大小和方向，计算出绕组负载损耗。在额定运行条件下，绕组的磁滞损耗 $P_{hys}=39.21$W/相，耦合损耗 $P_c=3.23\times10^{-3}$W/相，涡流损耗 $P_e=1.39$W/相。

（9）杂散损耗。常规变压器杂散损耗的计算及经验比较成熟，但超导变压器的杂散损耗没有成熟的计算方法和经验公式，目前无法计算，有待于进一步研究，只能通过实验进行测量。

超导变压器绕组总损耗等于磁滞损耗、耦合损耗、涡流损耗三者之和，$P_r=3\times40.6$W。

（10）引线损耗及漏热。常规变压器引线损耗容易计算，但超导变压器引线漏热及损耗相对于绕组损耗来讲不可忽略。经优化设计变压器引线漏热为 45W/kA.m，焦耳损耗与常规变压器引线损耗相同，且两者与冷却介质液位高低有关，计算得引线漏热及焦耳损耗为 $P_L=3\times50$W。

（11）杜瓦自然漏热。玻璃钢杜瓦漏热主要是固体导热引起的，且与冷却介质液位高低有关，经计算漏热为 $P_p=30\times3$W$=90$W。

（12）超导变压器总损耗（不包括杂散损耗）P_T。$P_T=P_0+(P_r+P_L+P_p)\times15=6461.1$W。上式计算总损耗中，负载损耗乘以制冷因子 15 是考虑到在 77K 下消耗 1W 功率，相当于在室温消耗 15W。

（13）组装。非晶合金铁芯材料机械性能差，不能受力，甚至自身重力都会对其性能产生影响，使空载损耗变大。该变压器铁芯是目前世界上最大的非晶合金铁芯，因此组装必须借助于特殊工艺进行。图 19.8-6 是组装完成后该高温超导变压器的实物照片。



图 19.8-6　非晶合金铁芯 630kVA/10.5kV 三相高温超导变压器实物图

4.2　630kVA 高温超导变压器的试验

4.2.1　常规实验

完成组装后，首先在液氮温度（77K）下进行常规实验，项目包括直流电阻、变比、绝缘、空载损耗、空载电流、负载损耗、感应耐压、空载电流谐波、零序阻抗、声级测量等。考虑到运行成本，低温制冷系统没有采用制冷机冷却方案，而是直接由液氮槽输入液氮的方式冷却，各项指标均满足设计要求。直流测量结果如表 19.8-2 所示，在超导态下绕组电阻为零，测得的电阻为从室温到超导绕组连接的铜引线的电阻。表 19.8-3 是挂网前超导变压器试验结果与设计结果，在误差允许的范围内两者符合得很好，实现了设计目标。

表 19.8-2　　直流电阻参数

高压绕组			低压绕组		
正常态室温（Ω）	超导态（Ω）	比率（%）	正常态室温（Ω）	超导态（Ω）	比率（%）
12.49	0.002 65	0.212 6	0.012 499	0.000 132	1.057

表 19.8-3　　变压器交流主要参数设计与试验比较

试验项目	Ⅰ设计值	Ⅱ实验值	Ⅰ与Ⅱ的偏差
空载损耗（W）	1034.2	1090.3	+5.42%
负载损耗（W）	121.8（绕组）	110.67（绕组）	−0.75%
空载电流（%）	1.25	1.36	+8.8%
短路阻抗（%）	2.5	2.74	+9.6%

4.2.2　温升试验

超导变压器温升试验包括空载和负载情况下，变压器引线和铁芯温升变化的情况。图 19.8-7 为空载温升试验情况下，高低压端子及铁轭的温度变化。低压端子温度基本保持恒定，不受铁芯温度的影响，而且与环境温度的关系也不大；高压引线温度接近环境温度，也不受铁芯温度的影响；铁芯温度随着时间而升高，当运行超过 16h 后，铁轭温度达到平衡。图 19.8-8 是负载情况下，高低压端子及铁轭温度变化的温升和负载损耗。从图 19.8-8 中可看出，负载损耗随时间有小的增加，但是增加幅度很小，基本可以忽略；铁芯温升随时间降低，这是由于负载温升在空载温升后测试，此时铁芯温度在逐步下降；高压引线温度略高于环境温度；

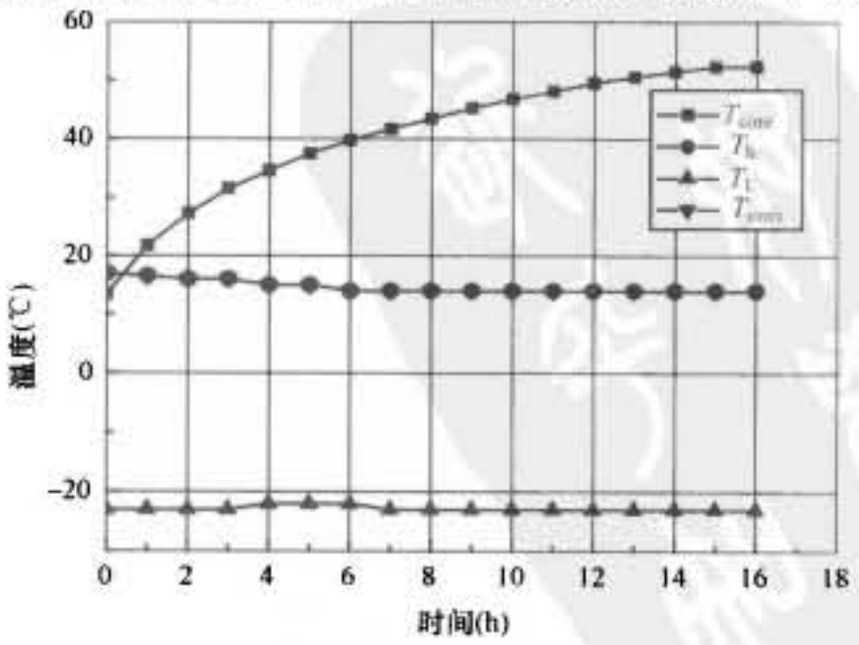


图 19.8-7　空载情况下铁轭和高低压端子的温度随运行时间的变化

T_{core}—铁轭温度；T_h—高压端子温度；T_L—低压端子温度；T_{envi}—环境温度

低压引线温度在前 2h 急剧增加，此后增加非常缓慢，6h 后达到热平衡状态。由于绕组浸泡在液氮当中，液氮温度恒定(77K)，所以绕组温度与液氮温度相同。

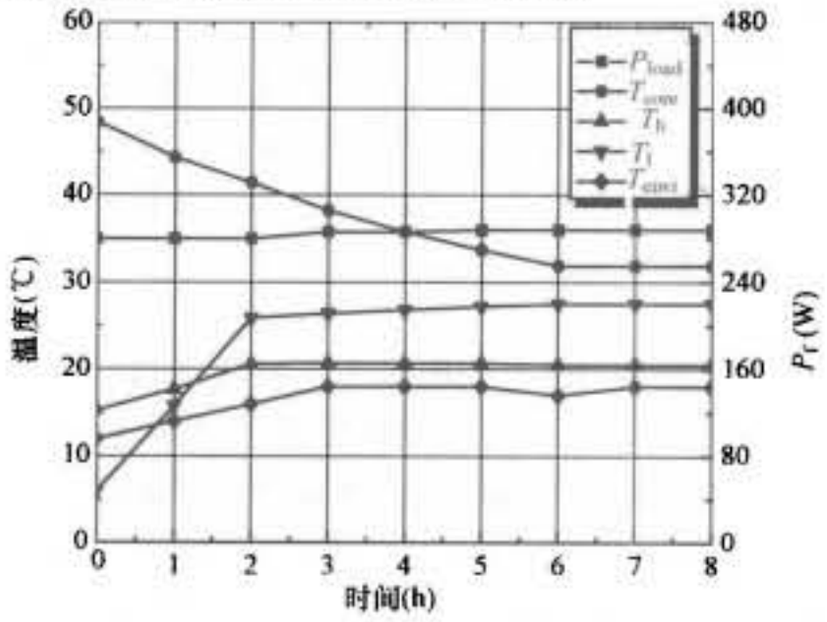


图 19.8-8 负载情况下铁轭和高低压端子的温度随运行时间的变化

T_{core}—铁轭温度；T_h—高压端子温度；T_l—低压端子温度；T_{envi}—环境温度；P_f—负载损耗

4.3 630kVA 高温超导变压器的挂网试运行

在超导变压器样机通过各种行业标准测试后，在特变电工为新疆昌吉电缆车间进行挂网供电。样机运行稳定、可靠，没有发生任何故障，图 19.8-9 是挂网运行现场。该变压器运行系统由三部分构成：变压器、液氮储槽和主控室。



图 19.8-9 超导变压器挂网运行现场

第9章 超 导 电 机

自发明电机以来，提高其运行性能一直是人们追求的目标，常规电机由于电枢发热、铁芯饱和和结构材料机械强度等因素限制，已基本达到极限，进一步改善性能依赖于电机材料、结构和工艺的创新。随着超导材料的实用化，人们开始尝试将超导技术应用于电机，数十年来国内外不同容量的超导交流电机、直流电机和特种电机相继研制成功，电机体积和质量减小，效率提高，低温技术的发展可以确保电机长期安全运行，关键技术问题已得到基本解决。当前，超导电机多采用多芯复合 NbTi 导体，高温超导 Bi-系和 Y-系材料的商品化进一步刺激了超导电机的研究和开发，电机效率有望超过 99%，暗示着巨大的商业价值。

1 超导电机的分类和结构

根据绕组材料，超导电机可分为具有超导励磁绕组、电枢采用常规导体的半超导电机和励磁绕组、电枢均采用超导材料的全超导电机。还可根据运行模式分为超导交流电机和超导直流电机。此外，还有采用超导块材等研制的超导特种电机等。

1.1 具有超导励磁绕组的发电机

图 19.9-1 显示了超导发电机纵向截面，由此可以看出与普通发电机的不同。图中 1 定子铁芯：提供磁路和对外部磁场有效屏蔽；2 定子电枢：实现机械能和电能间相互转换；3 励磁绕组：由超导体构成，在低温下传输直流电；4 转子内筒：携带低温容器，冷剂在离心力作用下沿内壁切向高速流动；5 转矩传导筒：定子与转子相互作用转矩的传递，并提供冷却通道；6 驱动轴；7 支撑轴；8 中心通道：包括电流引线、冷剂通道和回气管。

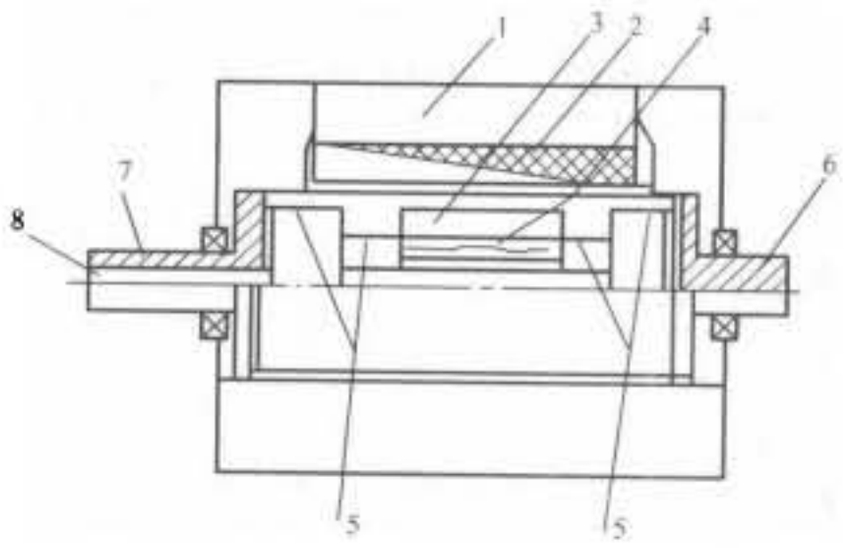


图 19.9-1 超导发电机典型结构的纵向截面图

与常规电机相比，超导发电机具有更高效率，其功角小，最大转矩与额定转矩比大，故障极限切除时间延长，载荷变化时系统具有更高稳定性，从图 19.9-2 可看出保持超前功率因数的运行状态整体系统性能改善，静态稳定域远大于常规电机，其中任意一点都可实现有效的有功和无功传送。故障时由于气隙较大，其特性与常规电机略有不同，但等效电路相似，三相短路绕组电流可沿用常规电机的公式，稳态值约为常规电机的 3～6 倍，而暂态和瞬变电流几乎相等；如图 19.9-3 所示，空载定子稳态短路电流约为峰值的 0.5 倍，与 $1/X_d$ 有关，而阻尼线圈抑制转子电流突变，使其具有较长衰减周期；两相短路时公式需要修正，交直流存在常数和随时间指数衰减的两组分量，如图 19.9-4 所示；载荷突变或失步时，转子振动仍处于常规电机频域；此外，须实时监测励磁绕组端电压和端电流变化（见图 19.9-5），判断和实施失超保护。

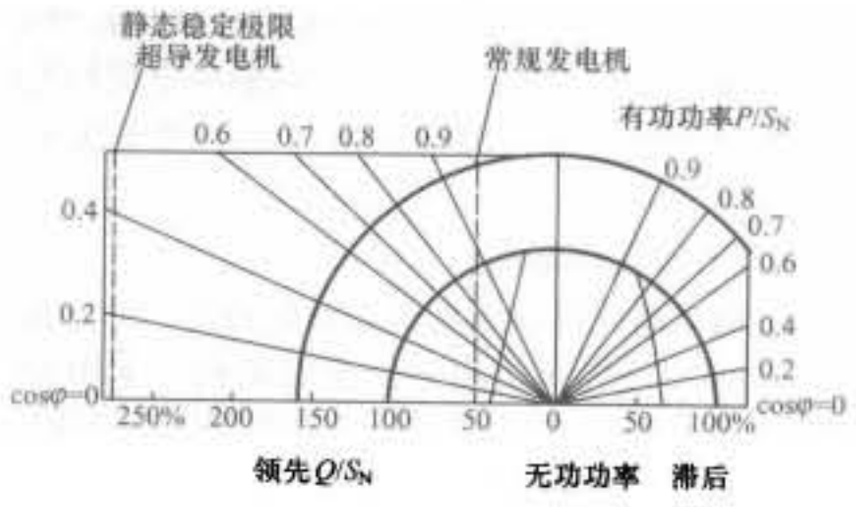


图 19.9-2 电流圆图

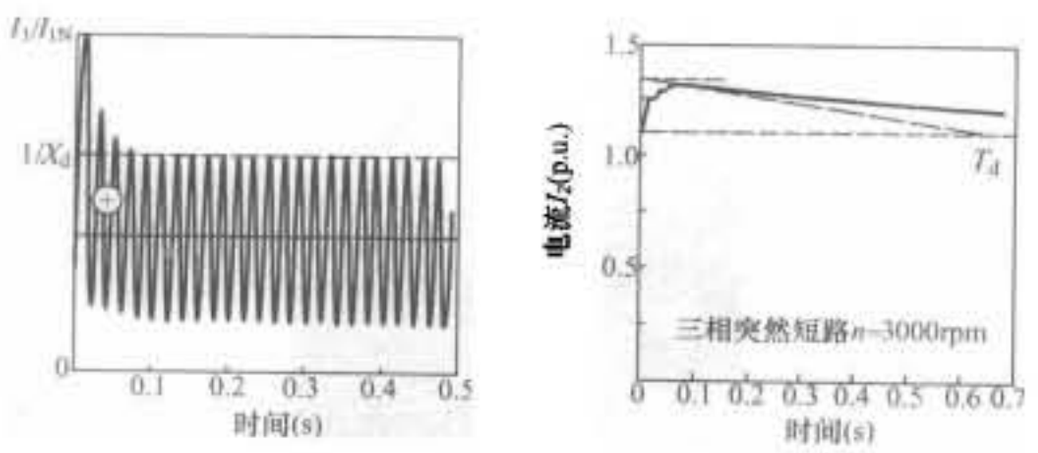


图 19.9-3 空载三相短路定子、转子电流变化

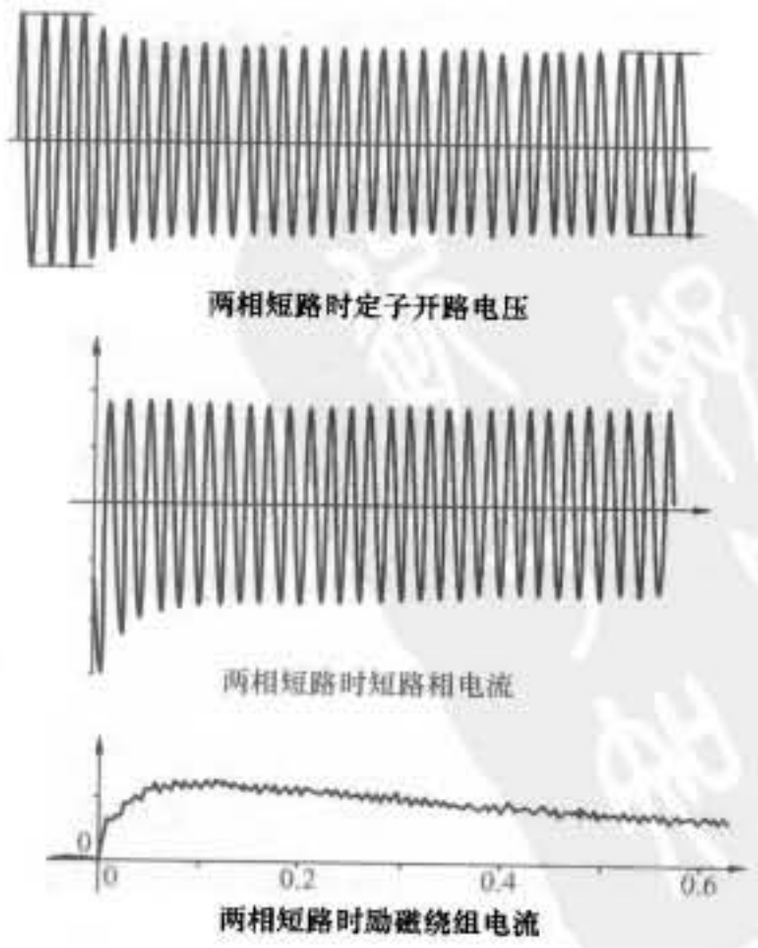


图 19.9-4 两相短路时瞬态电流

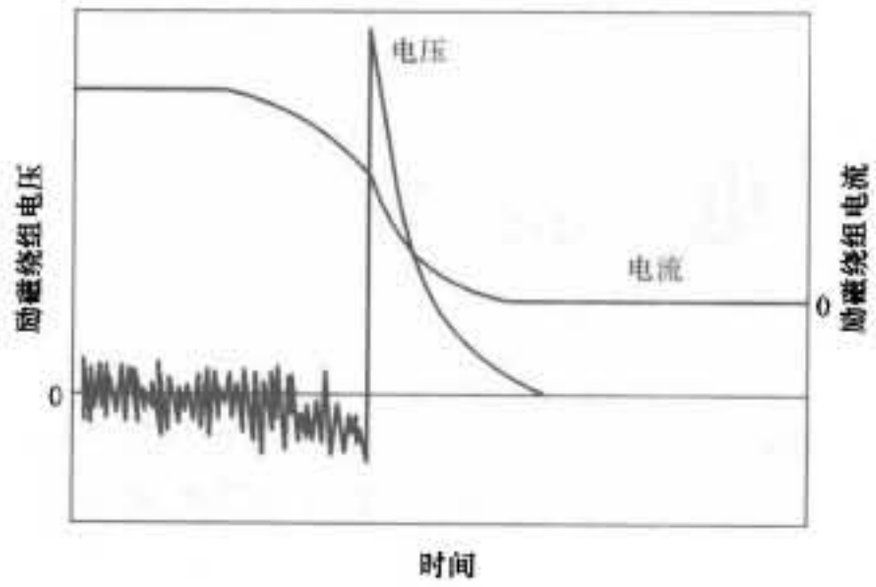


图 19.9-5 失超前后励磁绕组电流和电压变化

1.2 具有超导励磁绕组的电动机

大容量涡轮超导发电机很少用作电动机，鉴于常规电机的成熟度，超导电动机主要用于特殊场合，如船舶驱动等，其原理与常规交直流同步电机相同，而感应电机结构因无直流激励绕组、转子绕组获得转矩需一定电阻无法用于超导电机。

1.2.1 超导低速驱动电机

简化结构是超导低速电动机设计的目标，如一额定转速 80r/min、功率 50MVA 的超导同步电动机，采用变频反相换流器控制，工作磁密 1.9T，定子电枢端电压 10kV，极对数 2p 为 16，由于涡流与频率、磁密平方项成正比，可通过减小频率以提高磁密，实现定子栓和整体结构的优化，图 19.9-6 显示了定子电枢采用水冷方式冷却的超导电动机基本结构。

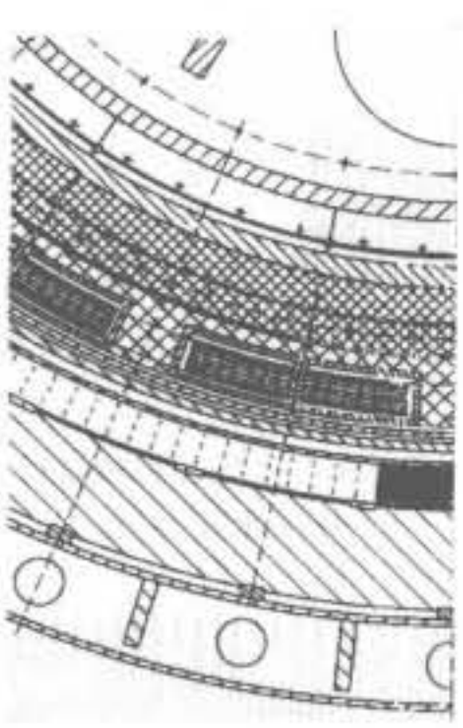


图 19.9-6 超导电动机局部结构

双极涡轮发电机励磁绕组内部磁场是均匀的，外部磁密具有正弦分布，相比而言电动机极距 τ_p 通常略小于气隙 δ，如图 19.9-7 所示，励磁绕组内部磁密分布不均，峰值磁场可达 6.3T。定子与转子绕组电枢反应用耦合系数来表征，该系数取决于 τ_p/δ 的数值（见图 19.9-8），由于边缘效应短轴电机耦合系数远小于长轴电机，这就要求在设计中严格控制磁密的高次谐波。

1.2.2 超导 TORQUE 电机

超导 TORQUE 电机是一种特种永磁电机，其性能参数见表 19.9-1，主要用于空间技术。定子采用超导绕组，简化了冷却系统和装配过程，与永磁磁场相互作用产生电枢反应，额定转速一般为 300r/min，峰值可达 600r/min，最大工作频率 50 Hz，磁极数由电机设计决定，图 19.9-9 显示了其截面结构。

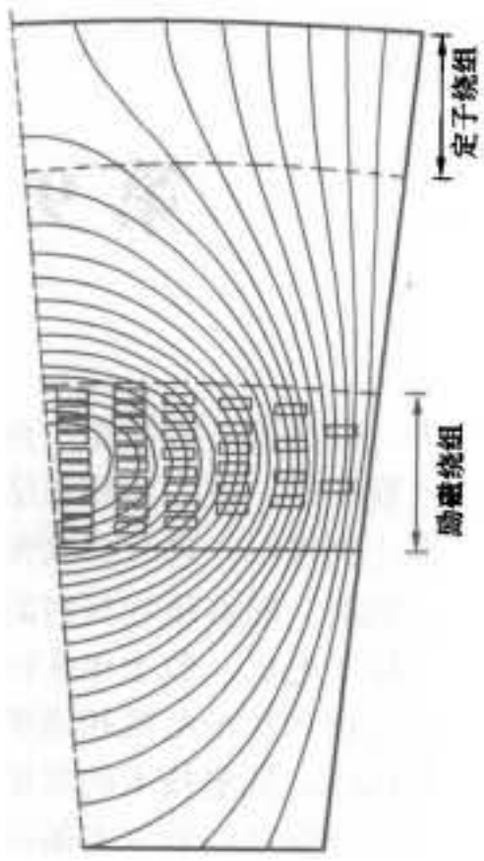


图 19.9-7 电动机绕组处磁力线分布

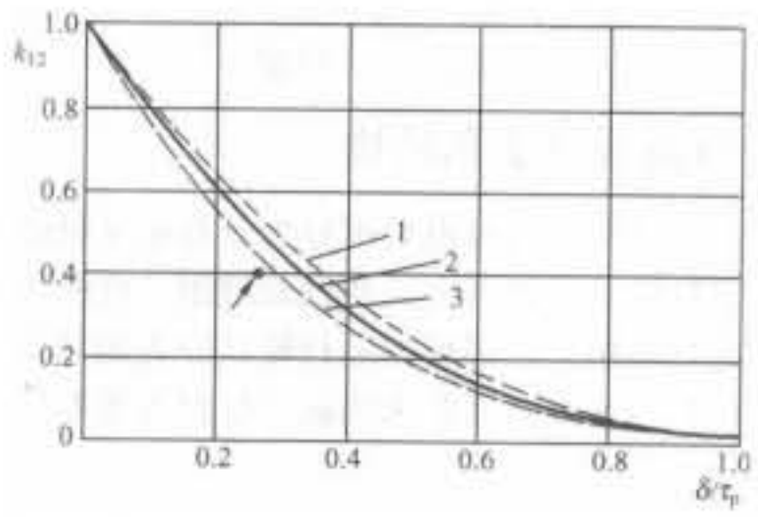


图 19.9-8 不同 rl/ryoke 对应的耦合系数（1→1.0，2→0.97，3→0.9）

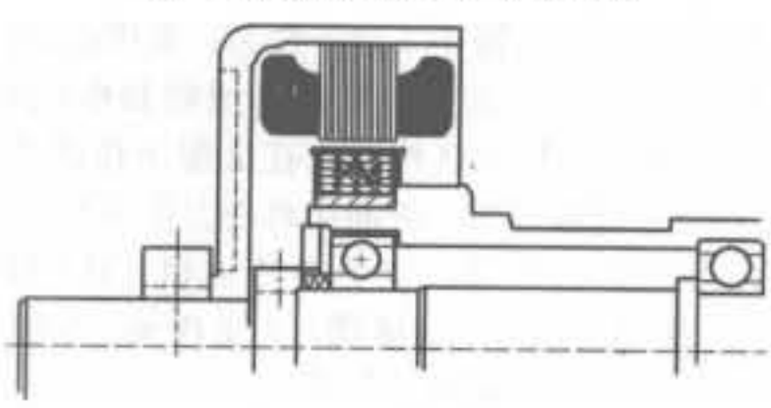


图 19.9-9 超导 TORQUE 电机截面图

表 19.9-1 一小型超导 TORQUE 电机性能参数

名 称	数值	名 称	数值
最大电压（V）	27	极对数 2p	10
转子惯量（kg·m²）	0.000 25	相数	3
额定转矩（N·m）	0.005	叠片式定子铁轭（m）	0.000 1
额定电流（A）	0.044	最大转速（s^{-1}）	10
最大电流（A）	0.44	最高频率（s^{-1}）	50
电损耗（W）	0.001	质量（kg）	0.3
导 体	NbTi	材 质	
芯径（μm）	0.6	——芯周边	Cu-Ni
芯数	14 496	——股心	Cu 和 Cu-Ni
股径（m）	0.000 12	——外层	Cu-Ni
4.2K 临界电流	B=0T：>50（A）	B=5T：6（A）	

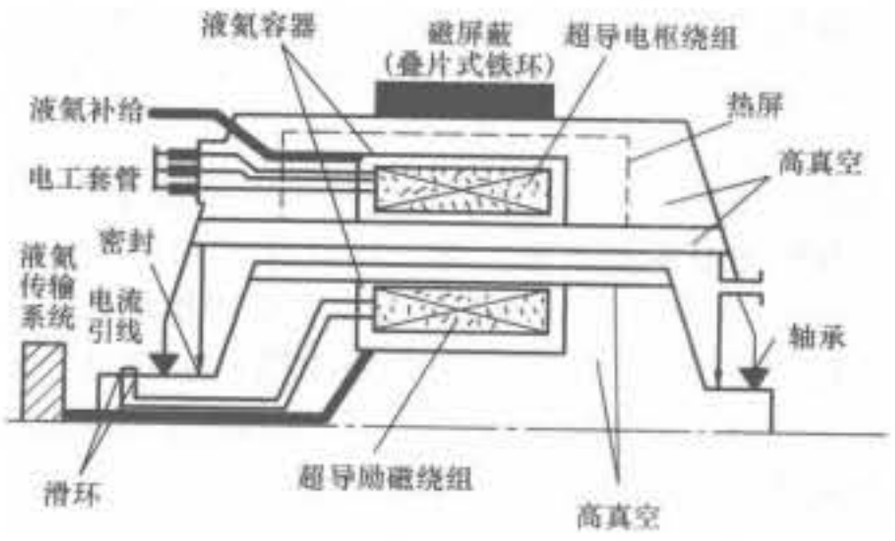
1.3 全超导交流电机

1967 年 50kW、24 000r/min、400Hz 全超导交流电机诞生以来，人们对全超导电机进行了较全面研究。与具有超导励磁绕组的交流电机相比，全超导电机质量、体积和效率

优势增强，转子电磁和热屏蔽简化，耐压等级提高，动态性能改善，整体设计自由度更高。低损耗超导线材和高可靠性制冷系统是全超导电机大容量化的关键，1993 年 Alcatel Alsthom 和 GEC Alsthom 研究所研发出“C”型多芯 NbTi 复合导体，其性能十分适于电机应用。

图 19.9-10 显示了全超导交流电机的基本结构、截面和与常规电机、具有超导励磁绕组交流电机的差异。全超导电机气隙磁密高，内部无铁轭和电磁屏蔽层，克服了具有超导励磁绕组交流电机的支撑过载荷问题；无旋转的热屏蔽层和低温容器，为简化低温系统提供了可能；外围叠压铁片处于中温区，用来屏蔽漏磁场和热流的传输。

常规交流电机和具有超导励磁绕组的交流电机转子备有阻尼绕组，提供恢复力矩，以保证电机与电网同步和良好的暂稳特性；而全超导交流电机可以不设置阻尼绕组，通过 SMES 或增益控制系统维护其运行的稳定性。



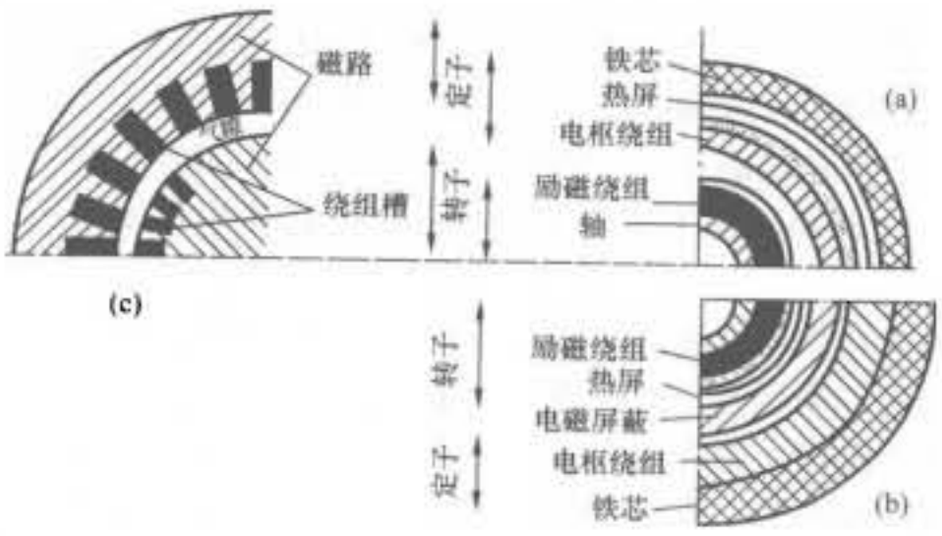


图 19.9-10 全超导交流电机结构图
(a) 全超导交流电机；(b) 具有超导励磁绕组的交流电机；(c) 常规交流电机

1.4 超导直流电机

超导直流电机励磁绕组用超导线绕制，气隙磁密可达 3.0 T，为避免铁芯饱和和铁损，电枢采用无槽结构，可不设置铁芯，因而体积和质量大大减小，并具有效率高、噪声低、过载能力强等特点。采用多极结构可增加 Esson 系数，但较为复杂，最大功率受到换向器耐压水平的限制，因此超导直流电机多采用单极结构，不需要换向器，简单、坚固。早在 1966 年英国皇家海军就研制出世界第一台超导直流电机，输出功率 50hp，性能指标远远超过同等常规直流电机。数十年来英、美、法、日等国家投入了大量人力、物力进行超导直流电机的研究，单机容量超过 100MW，在船舶推进、冶金大功率电流源等领域有着广泛的应用前景。

按照结构，超导单极电机分为盘形和筒形两大类。图 19.9-11 显示了盘形电机的基本结构，其电刷置于滑环内侧，使磁场有效通过电枢；电枢圆盘套在转轴上，边沿尽可能接近超导励磁绕组强场区，微小的气隙将有助于提高电机的功率；实际气隙大小受到具体结构的限制，其间需容纳低温容器真空层、热辐射屏和外壁，并留有裕度以防止转子高速旋转时发生机械摩擦；电枢圆盘边缘弯有边唇，固体或液体集流电刷置于其内圆中，以便减小气隙长度、增加有效磁通；电枢转矩对定子的反力矩作用在低温容器上，并非超导励磁绕组，从而可以自由旋转换向；励磁绕组所需支撑构件小，减少了冷量的消耗；电枢磁场沿切线方向，与励磁磁场正交，无一般多极直流电机中存在的电枢反应，利于调速和确保超导绕组的稳定运行。

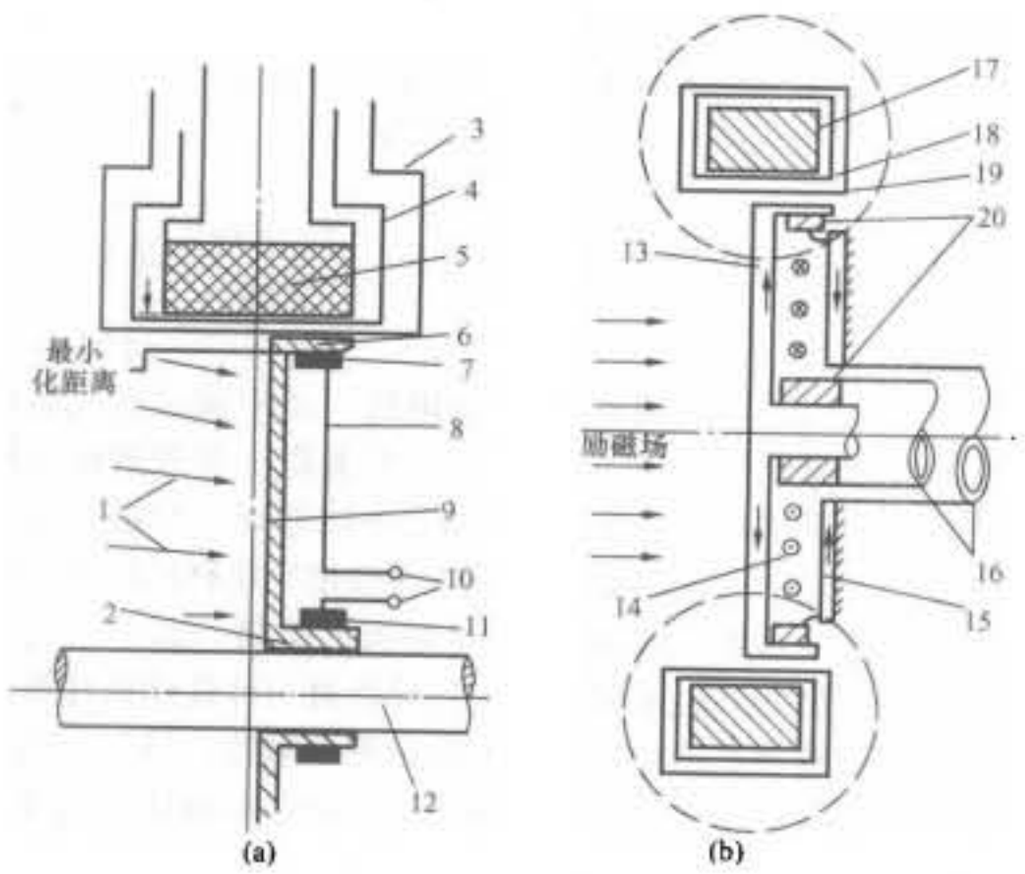


图 19.9-11 盘形超导单极直流电机的结构及其磁场分布
(a) 结构图；(b) 磁场分布
1—磁通；2—内滑环；3—杜瓦外容器；4—辐射屏；5—超导绕组；6—外滑环；7—电刷；8—定子盘状导体；9—转子盘状导体；10—电枢终端；11—电刷；12—旋转轴；13—法拉第盘；14—电枢磁场；15—转矩盘；16—电机终端；17—超导绕组 ×4.4K；18—热辐射屏 ×60K；19—室温容器 ×300K；20—集流环

对于筒形电机，则存在磁场方向相反的两组超导励磁绕组，绕组外径空间磁场随 r^{-4} 衰减，降低了磁屏蔽难度；反转矩圆筒内置，采用锥形电枢，尽可能缩小电枢与励磁绕组距离，提高有效磁密；集流电刷分别位于电枢圆筒的两端，电枢电势沿轴向分布。

1.5 超导特种电机

超导特种电机多利用高温超导块材研制，其内部钉扎中心对磁通线运动有阻碍作用，可表现出良好的抗磁和磁滞特性，还可以俘获磁通而具有一定的剩磁，成为永磁体，这为特种电机的原理和结构提供了多种可能的途径。图 19.9-12 显示了几种典型的超导特种电机结构。

(1) 磁滞电机。用超导块材替代常规磁滞电机转子中的铝镍、钴钒等硬磁合金，在旋转磁场中由于超导晶内和晶间屏蔽电流与外磁场的作用，出现磁滞效应，造成定子、转子磁通轴线的空间位移和气隙磁场的扭曲，产生的切线力将推动电机的旋转。磁滞转矩可以表示为

$$T = \frac{4}{3}\gamma l R^3 J_c B_m \tag{19.9-1}$$

其中 l、R、J_c、B_m 分别是超导转子的长度、有效半径、临界电流密度和所感受到的定子线圈磁场的幅值，$0<\gamma<1$，具体数值依赖于旋转磁通在超导体内部的穿透深度。

(2) 磁阻电机。根据双反映理论，可以计算出凸极电机

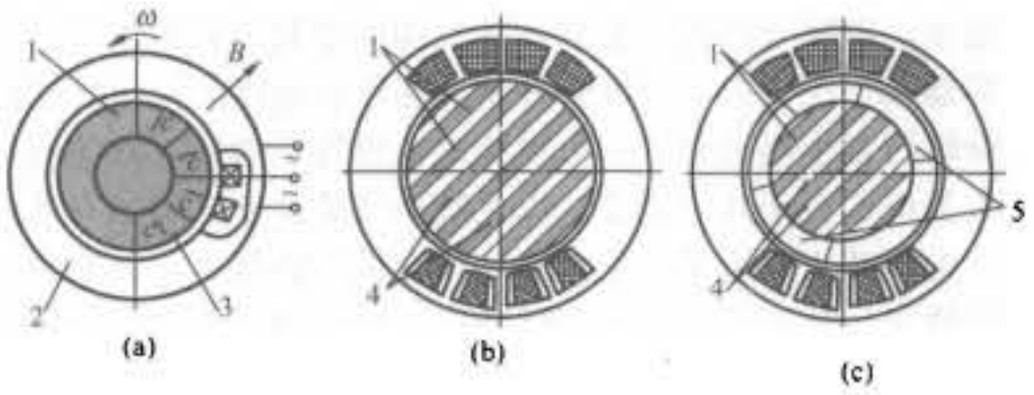


图 19.9-12 超导磁滞、磁阻和永磁磁阻电机典型结构

(a) 磁滞电机；(b) 磁阻电机；(c) 永磁电机

1—高温超导块材；2—定子；3—转子；4—Fe；5—永磁体

的转矩

$$T=\frac{P_M}{\Omega}=\frac{m}{\Omega}\frac{E_0U}{\Omega}\sin\theta+\frac{m}{\Omega}U^2\frac{(x_d-x_q)}{2x_dx_q}\sin 2\theta \tag{19.9-2}$$

其中，x_d、x_q分别是 d、q 轴电抗。式中励磁电磁转矩正比于励磁电动势 E_0，凸极电磁转矩来源于等效磁极与转子间的相互吸引，取决于 d、q 轴的电抗差异，与励磁电流无关。因此，在一定端电压下可以通过超导块材的排列使得 $x_d\neq x_q$，产生凸极电磁转矩带动电机的旋转。其中，迭片式是一种典型的磁阻电机结构：超导块材与冷轧硅钢片等导磁材料交替排列，从而转子一方向呈现铁磁性，另一方向呈现抗磁性，主磁路磁导率 μ 表现出明显的各向异性。当转子长度远远大于半径时，可以写作

$$\mu=\begin{pmatrix}\bar{\mu}_x & 0\\ 0 & \bar{\mu}_y\end{pmatrix}\quad \bar{\mu}_x=\frac{\bar{\mu}_F\bar{\mu}_s}{k_F\bar{\mu}_s+(1-k_F)\bar{\mu}_F}$$

$$\bar{\mu}_y=k_F\bar{\mu}_F+(1-k_F)\bar{\mu}_s \tag{19.9-3}$$

式中：$\bar{\mu}_F$、$\bar{\mu}_s$ 和 k_F 分别是导磁材料、超导块材磁导率和导磁材料的填充系数。

(3) 永磁电机：1914 年，Onnes 就提出了利用磁通钉扎制造永磁体的设想，但低温超导体临界场较低，具有明显的磁不稳定性，极大地限制了超导永磁体的广泛应用。高温超导块材引入了强的磁通钉扎中心，可以俘获大量的磁通；磁通跳跃场很高，比低温超导体大 1～2 个数量级，具有更好的磁稳定性；这些因素奠定了高温超导块材制作强场永磁体的物理基础。研究表明超导永磁体具有高场、高磁能积和良好的稳定性的特点，可以根据具体需要随时改变场型，有很高的外场再现性。尺寸 ϕ30mm 左右的超导块材在 77 K 最高俘获场能够达到 3T，磁能积约 225MG·Oe，远高于 Nd-FeB 的理论极限值。利用 HTS 块材制作永磁电机，体积和尺寸可以大为减小，而成为高效率、高密度电机。

另外，还可以利用超导体的完全抗磁性和磁悬浮特性，制作 Meissner 电机、线性电机或多种方式的组合电机。

2 超导电机的现状和发展趋势

在采用超导励磁绕组的半超导电机中，绕组工作在直流状态，损耗较小，较易研制，目前技术已较成熟，但结构复杂，成本较高，应用领域受到限制，目前采用超导励磁绕组的大型超导发电机难以获得实际应用，研究重点主要集中在超导调相机等有限的领域中，超导电动机则主要应用在需要高功率密度的场合。全超导交流电机投资成本较低，考虑制冷功率其折中容量 250～400 MW，约为具有超导励磁绕组发电机的 1/3～1/2，适合未来应用，但技术难度也较高。目前，国际上如美国超导公司等已推出了 36.5 MW 高温超导船舶推进电机、船用超导发电机、超导工业电机、300kVA 超导同步调相机等，多采用超导励磁绕组结构，主要目标是提高电机的功率密度，并充分发挥高于常规电机的过载能力。同时，一些小型全超导实验样机已在日本、俄罗斯和法国等地建成，如 1990 年俄罗斯研制的 5kVA、750r/min 立式全超导交流发电机，采用先绕制后反应方法制作 Nb_3Sn 电枢绕组，励磁绕组采用 NbTi 线，同步阻抗 0.3p.u.，电枢电流 52A，试验发现交流状态下失超电流仅为直流状态下的 37%；1992 年日本 Yokohama 大学研制的 30kVA、1500r/min 立式全超导交流发电机同步阻抗 0.5p.u.，电枢电流达 160A。近年来高温超导材料日趋成熟，为超导电机研究注入了新活力。

超导特种电机的研究则主要集中在新原理的开发方面，早在 1988 年，SANYO 电气公司就制作出一台 Meissner 电机，由于临界磁场很低，最大转速仅 40r/min，近年来国际上这方面研究主要与高温超导块材技术密切结合，已研制和开发出输出功率 15W～100kW 的磁滞、永磁、磁阻等各种电机，500kg 超导磁浮轴承已制作完成，1MW 电机正在研发中。

在低温超导电机研究的基础上，近年来国内积极开展了高温超导船舶电机的研究工作，2007 年已由国家 863 计划立项支持 1MW 船舶推进电机研究，主要承担单位为中国船舶工业总公司等。此外，2000 年底中国科学院电工研究所与上海发电设备成套设计研究所、北京有色金属研究总院合作研制成功一台小型二极永磁超导示范电动机。2004 年中国科学院电工研究所又研制出 150W 两极 HTS 磁阻电机，并成功进行了实验。

总体上，与常规电机相比，超导电机的优势目前主要集中在高功率密度和由此带来的较小的体积和质量上，这使其适于应用在船舶、航空航天、军事等方面。如美国超导公司研制的 36.5MW 大型船舶驱动电机，其体积和质量约为同功率常规电机的 1/2，特种电机功率密度更高，在同样体积下输出功率可提高到常规电机的 3～7 倍。随着高温超导材料的进一步发展，大型超导电动机和发电机目前也已进入高速发展阶段，未来将主要应用于对体积、质量有严格限制的场合，如船舶、潜艇、航空航天器等。超导电机的发展趋势一方面是在提高功率密度的同时进一步增大容量，提高效率，以满足产业化需求；另一方面则是结合材料技术的发展，开发新原理、新工艺，深入进行全超导电机和超导特种电机的研究工作，开发新的特殊应用领域，如微型超导特种电机在微机械系统、航空航天等方面具有广泛应用前景。

3 超导电机的设计

3.1 超导电机励磁绕组分析

电机变流速度直接关系到超导线材及其绕组的稳定性，在功率调节过程中电流实时变化，故障时又可能受到交变磁场的影响，并承受浪涌电流的冲击，为此绕组的运行状况需要严格控制，并有针对性地选择超导线材，并应基于临界电流和磁场的关系确定工作点，计算电机内部磁场分布，初步估算绕组和发电机尺寸。为确保低温绝缘性能，可沿用漆包铜线电气绝缘标准，在超导线表面覆着绝缘材料。最终考虑电机暂态过程确定超导绕组的参数。在所用材料方面，应明确导体类型、尺寸及公差、长度、铜超比/铝超比/银超比、股数/芯数、股径/芯径、扭距、绝缘材料及其厚度、临界电流等项，并应说明剩余电阻率、超导接头电阻等量值的大小。在瞬态情况下，超导线、带材内部产生磁滞（Q）和涡

流（P）损耗分别为

$$Q = 16J_c B_m a/3\pi \quad P = 2\dot{B}_i \tau_0/\mu_0$$

$$\tau_0 = \frac{\mu_0}{2\rho_{et}}\left(\frac{L}{2\pi}\right)^2 \tag{19.9-4}$$

式中：a 为复合导体丝径；B_m 和 $\dot{B}_i$ 为脉动电流产生的磁场峰值和时间变化率；τ_0 为导体时间常数；ρ_{et} 和 L 分别为复合导体横向有效电阻率和扭矩。

损耗的存在势必引起导体温升，降低其载流能力，在实际设计过程中须加以考虑。图 19.9-13～图 19.9-16 显示了超导电机热分析结果的例子，并被实验所验证，传热分析有助于预测和提高超导电机的运行特性。

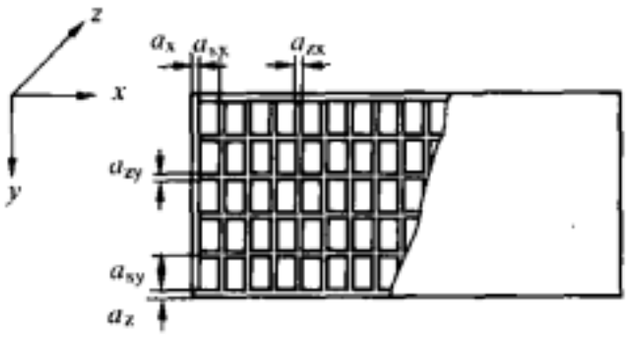


图 19.9-13 超导饼式绕组截面（其中导体厚度、绝缘厚度给予了标识）

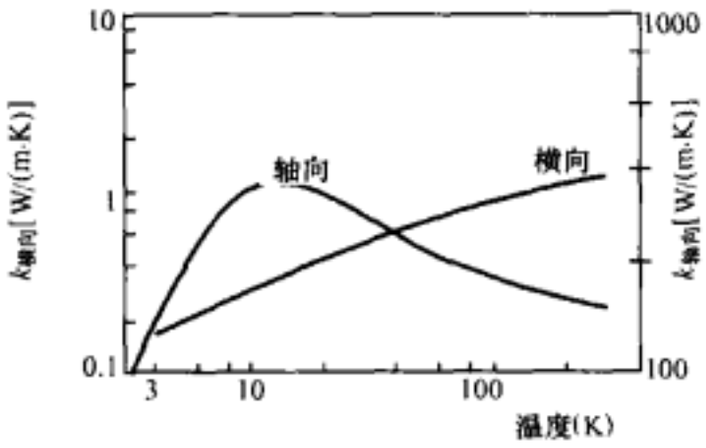


图 19.9-14 绕组热传导系数

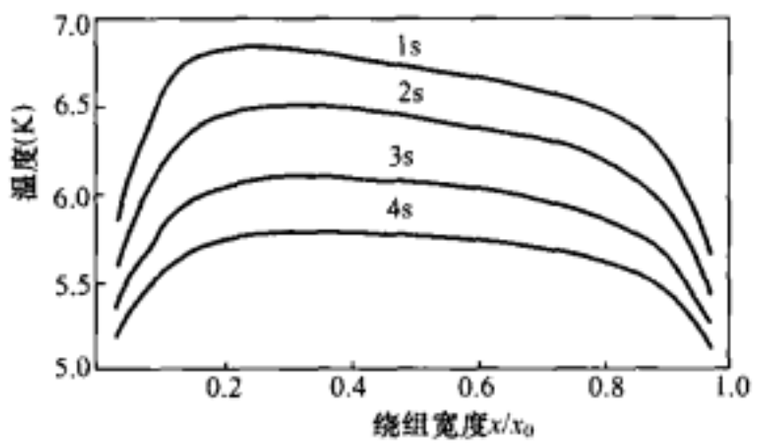


图 19.9-15 励磁过程绕组内部温度分布

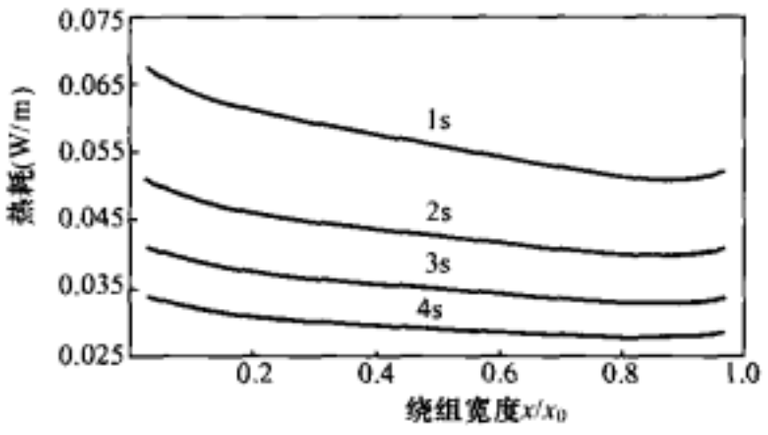


图 19.9-16 励磁过程绕组内部损耗分布

3.2 超导发电机电气设计

设计的基本参数包括视在功率 P_s、端电压 U、工作频率 f 和极对数 P。超导发电机多采用两极结构，即超导涡轮发电机，50Hz 或 60Hz 频率下转速达到 3000r/min 和 3600r/min。

3.2.1 定子电枢及其内筒

超导电机气隙磁密可超过 2～3T，这样沟槽附近将出现磁饱和，而无沟槽结构虽然可以增加绕组空间，但带来巨大的涡流损耗，为减小涡流通常需要采用定子“栓”或降低磁密。定子电枢感应电动势随时间正弦变化，忽略高阶分量，其感应电动势和输出转矩可以分别表示为

$$U = 4.44 f w_{1ph}^1 \xi_1 \tau_p L_{1.2}^1 B_{max}$$

$$P = 7.0^1 \xi_1 \cos\varphi A_{1,eff}^1 B_{max} D^2 L_{1,2} f_{mech} \tag{19.9-5}$$

式中：ξ 为绕组系数，上标 1 代表基波分量，下标 1、2 分别代表定子和转子；w_{1ph} 为单相绕组匝数，$L_{1.2}$ 为等效长度。

由此，可以初步确定发电机的几何尺寸、视在功率 $P_s = P/\cos\varphi$、转数 f_{mech}、视在频率 f_{el}、端电压 U 和功率因子 $\cos\varphi$，进行磁场分析，计算漏抗、损耗等。由于电机内部不存在铁磁材料，常规电机计算公式不再适用，同时定子电枢结构可以更加多样化，如六螺旋辊状饼式绕组。

表 19.9-2 5/6 同轴绕组直线段和端部不同等效长度

序号	直线部分有效长度 l_{sp}	弯曲部分有效长度 b_w
1	0.468	0
2	0.67	0.35
3	0.72	0.45
4	0.77	0.54
5	0.59	0.21
6	0.46	0.35
7	0.71	0.42

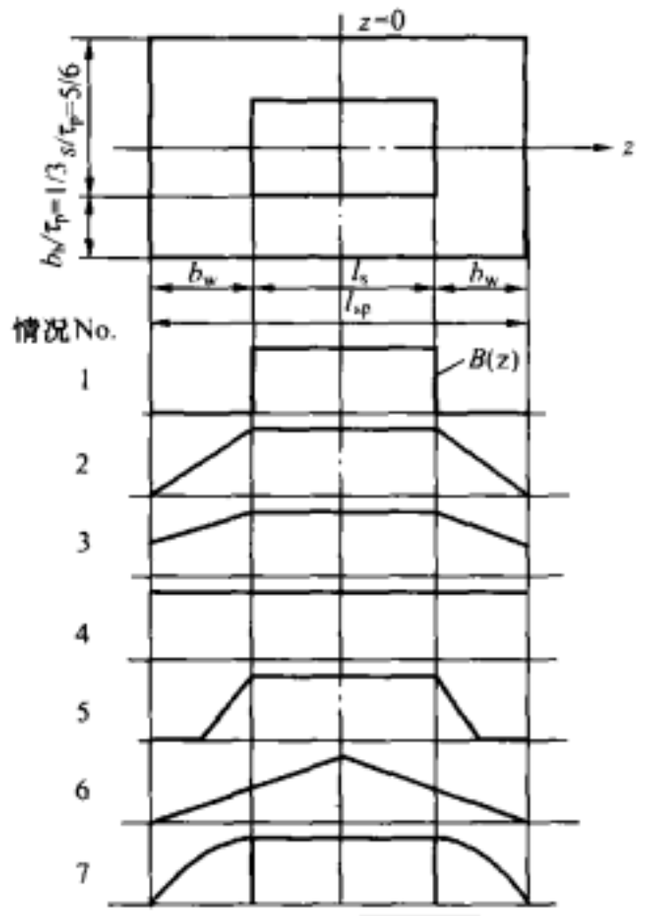


图 19.9-17 发电机轴向磁场分布

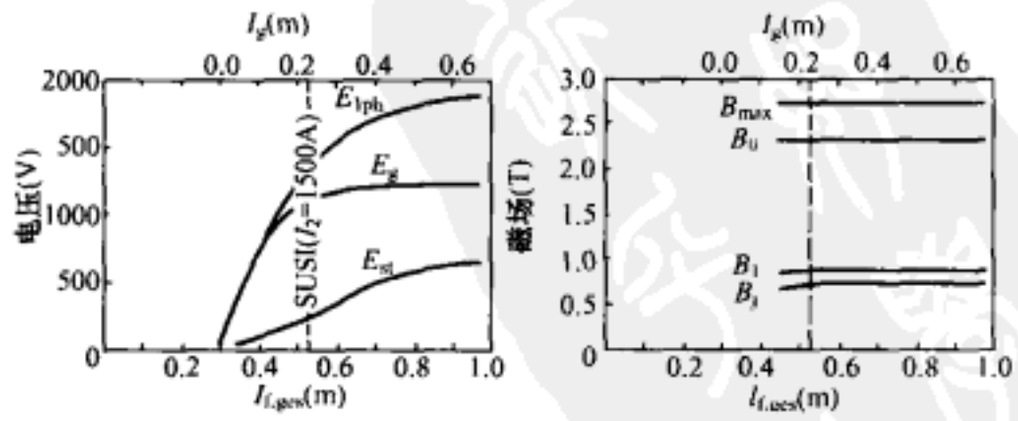


图 19.9-18 绕组长度对电机参数的影响

常见的超导电机定子呈双层同轴菱形或螺旋形，绕组采用饼式或螺线管结构，其等效长度要求确保输出电压、转矩和功率达到额定数值。图 19.9-17 显示了绕组横截面和对应表 19.9-2 中 5/6 同轴绕组等效长度不同取值时的轴向磁场分布，可以看出如果端部磁场线性减小，利用其 1/3 区域足

以精确测量端部感应电压的分布。实际上轴向磁场分布同时依赖于转子绕组形状。当空间磁密为一常数即长绕组结构时，发电机性能达到最佳，然而由于对体积的要求，通常需进行适当优化。图 19.9-18 显示了电机参数随定子电枢长度的变化，其中 E_{1ph} 为定子电枢感应电压，E_{st} 为端部感应电压分量，E_g 为直线段感应电压分量，B_{max} 为峰值磁密，B_0 为中心磁密，B_1 为定子电枢处中心磁密，B_j 为定子电枢内表面磁密。

铁轭用夹具或绝缘螺栓固定在定子外围，尺寸由绕组参数确定，其间缝隙便于气冷铁轭，铁损则可以通过传统方法计算得到，只是工作磁密大小不同。图 19.9-19 显示了不同绕组激励时轴向磁场分布，由于绕组的位置中心磁密远高于铁轭端部磁场；图 19.9-20 显示了空载和三相短路情况下的磁场分布，正常工况时励磁和定子电枢产生的磁场相互作用，而空载时仅励磁绕组发挥作用，三相短路时出现异步，伴随有高次谐波分量。

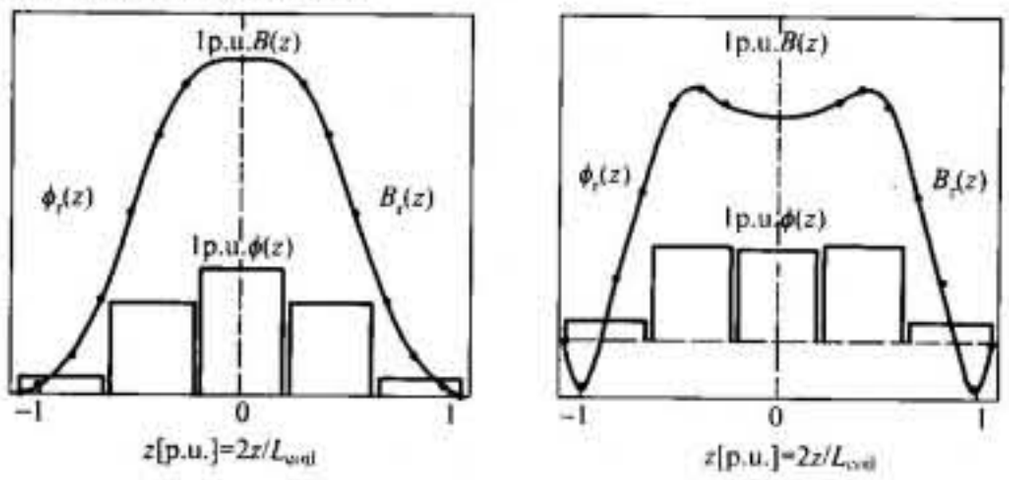


图 19.9-19 励磁、定子电枢分别激励磁场分布

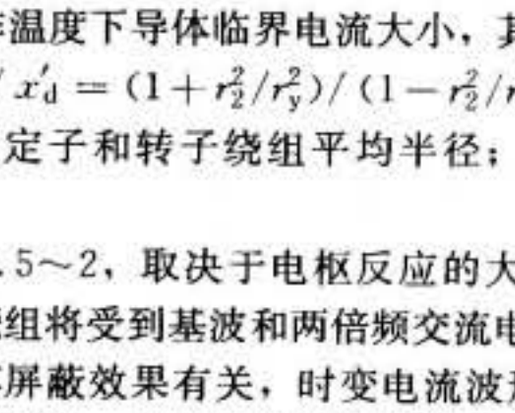


图 19.9-20 空载和短路时磁场分布

3.2.2 转子绕组

涡轮式发电机转子通常采用二极磁体，并确保高速旋转不发生形变，有效传递转矩。强化措施包括沟槽定位、跑道型绕组堆栈等多种形式，后者常在加速器等大型磁体系统中使用。具体的设计中需考虑冷却方式和旋转时束流分布，装配类似于浸泡式磁体，如图 19.9-21 所示。励磁绕组额定电流低于特定工作温度下导体临界电流大小，其最大比例为

$$x_d / x'_d = (1 + r_2^2/r_y^2)/(1 - r_2^2/r_1^2) \quad (19.9\text{-}6)$$

式中：r_1、r_2 为定子和转子绕组平均半径；r_y 为定子铁轭内径。

该系数约 1.5～2，取决于电枢反应的大小。发生非平衡故障时励磁绕组将受到基波和两倍频交流电的作用，幅值与阻尼线圈及其屏蔽效果有关，时变电流波形如图 19.9-22 所示，图中转子绕组、阻尼线圈时间常数 T_2、T_3 和杂散系数 σ_{12} 可通过阻抗计算得到，有时还存在如图 19.9-23 所示的叠加基频交流分量，其峰值由杂散系数 σ_{12}、σ_{13}、σ_{23} 和屏蔽因子 μ_D 决定，周期约为电枢时间常数 T_a 的三倍。电流变化增加了交流损耗，直接关系到绕组的稳定性，为此一些电机中采用三元超导复合导体。

阻尼线圈起到三个关键作用：在转矩和电负荷发生突变时抑制转子机械振荡；补偿定子电枢三相不平衡、有效屏蔽外磁场对超导绕组的影响；屏蔽和阻断外界对低温杜瓦的热辐射。阻尼线圈特性用 T_3 来表征，多为薄壳结构，很难计算其阻值和电感量，通常参考微波吸收曲线（见图 19.9-24）进行设计，有时也可采用双阻尼线圈，一个用于减小转矩振荡，另一个用于屏蔽交变磁场对超导绕组的影响。阻尼线圈自身将承受电磁力作用，并存在涡流损耗。

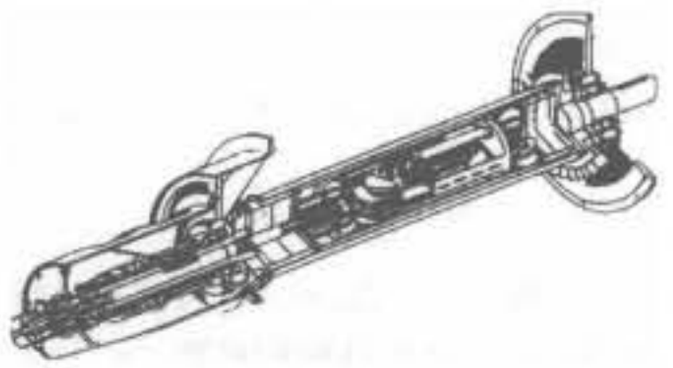


图 19.9-21 转子励磁线圈

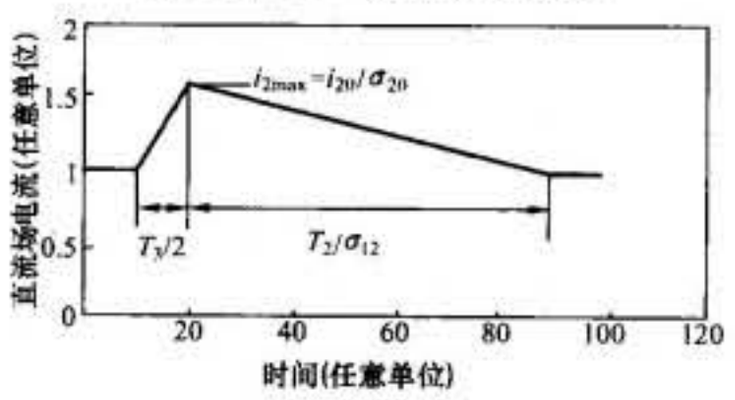


图 19.9-22 励磁绕组实时变化的电流

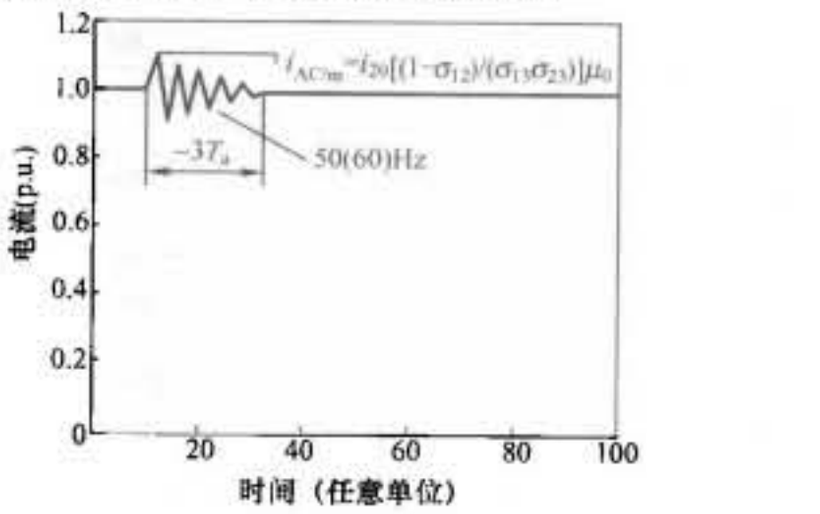


图 19.9-23 绕组中的交流载波

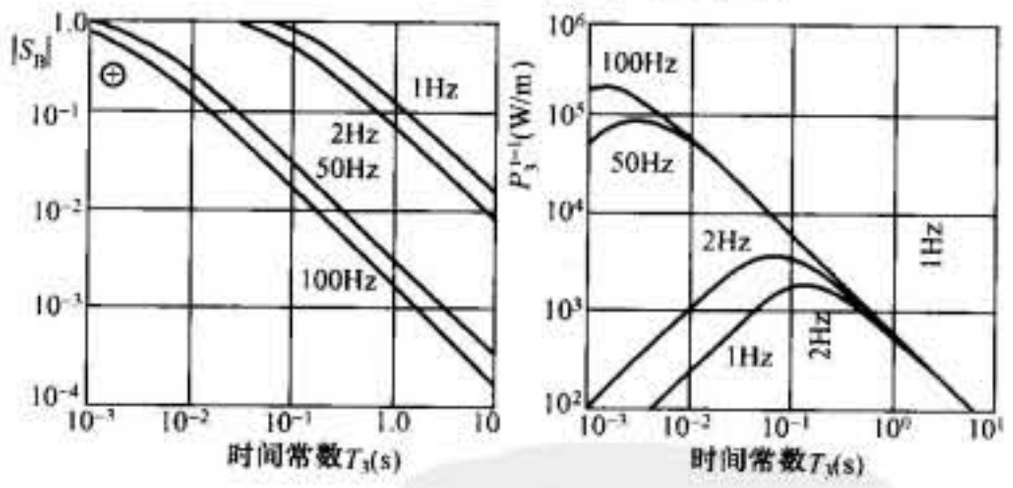


图 19.9-24 阻尼线圈微波吸收和能耗曲线

3.2.3 电抗

稳态、暂态和瞬变性能的预测和仿真基于集中参数或 T 分岔等效电路，利用 d-q 变换求解 Parks 方程，确定各绕组电抗，最终进行评估。为了简化起见，往往忽略铁轭非线性磁学特性，计算电机内部磁场分布和磁链大小（见图 19.9-25），定子和转子磁链耦合在一起，一典型的集中参数等效电路如图 19.9-26 所示，此时 d 轴电抗可以表示为

$$x_d = \frac{\mu_0 A_1}{2^1 B_{1,max}}\left[1 + \left(\frac{r_1}{r_y}\right)^2\right]\frac{l_{11}}{l_{12}} \quad (19.9\text{-}7)$$

式中：A_1、$B_{1,max}$ 是有效安匝势和基波磁密峰值，括号中因子暗示了铁轭的贡献；l_{11} 是定子电枢等效长度；l_{12} 是磁链等效长度。

由此，其他分量可以表示为

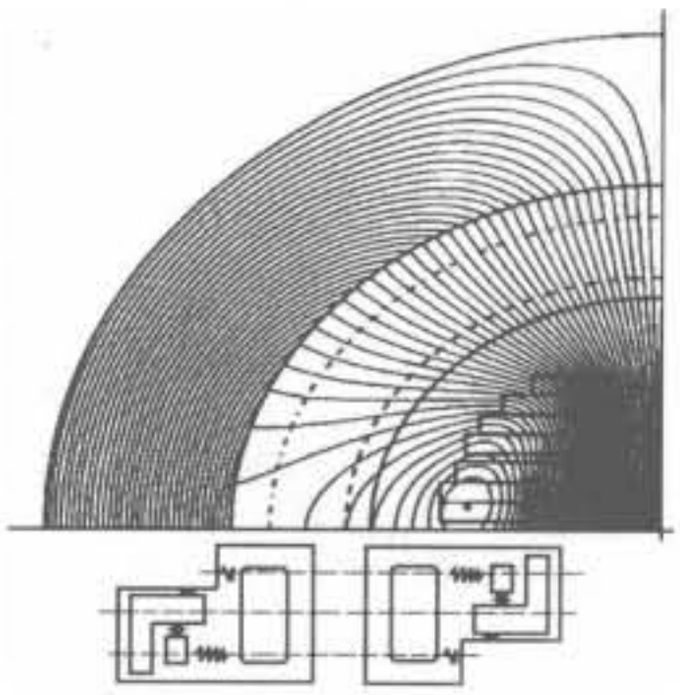


图 19.9-25 发电机内部磁力线分布

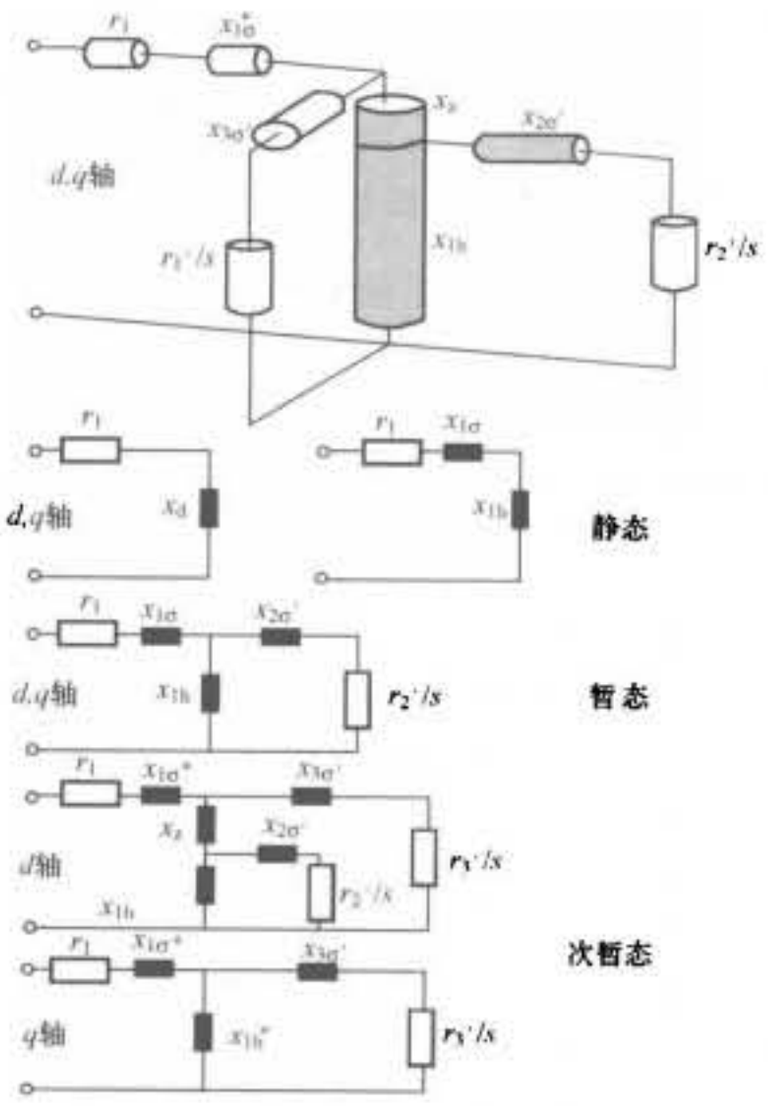


图 19.9-26 超导发电机等效电路

$$x_{1\sigma}=\sigma_1 x_d,\ x_{1h}=(1-\sigma_1)x_d$$
$$x'_{2\sigma}=\sigma_2 x_{1h}/(1-\sigma_2)$$
$$x^*_{1\sigma}=\sigma_1^* x_d,\ x^*_{1h}=(1-\sigma_1^*)x_d$$
$$x'_{3\sigma}=\sigma_3 x^*_{1h}/(1-\sigma_3)$$
$$x_z=(\sigma_1-\sigma_1^*)x_d$$
$$\sigma_1^*=1-r_{33}l_{13}/r_1 l_{11}$$
$$\sigma_2=1-r_2 l_{12}K_{y1}/r_1 l_{11}K_{y2}$$
$$\sigma_3=1-r_1 l_{13}K_{y1}/r_3 l_{33}K_{y3}$$
$$K_{yi}=1+(r_i/r_y)^2 (i=1,2,3) \qquad (19.9\text{-}8)$$

式中：σ 表示漏抗；h 表示主电抗；K 表示铁轭及其镜像的作用。

3.3 全超导交流电机电气设计

全超导交流电机的视在功率 S 和同步阻抗 x_d 可以分别表示为

$$S=\frac{2}{\mu_0}\frac{\omega}{p}x_d B_r^{0^2}\frac{\pi r_0^2 L}{1+(r_0/r_s)^{2p}}$$
$$x_d=\frac{\mu_0}{\sqrt{2}}\frac{K}{B_r^0}\left[1+\left(\frac{r_0}{r_s}\right)^{2p}\right] \qquad (19.9\text{-}9)$$

式中：K 为电枢额定安匝负载；ω 为角频率；p 为极对数；L 为电枢有效长度；B_r^0 是空载时电枢平均半径 r_0 处径向场分量。

为了提高 S，在设计中必须有意识地增大 x_d 值，然而 x_d 增加导致机电系统稳定性降低，故障时将伴随着巨大的状态波动，因此全超导电机运行稳定性是需要慎重考虑的问题。通常情况下，x_d 取值在 0.8～2.0 之间，系统的瞬态稳定性则取决于瞬态和亚瞬态电抗的大小。亚瞬态电抗 x''_d 与电枢和阻尼绕组间耦合强度有关，可表示为

$$x''_d=(1-k_k^2)x_d$$
$$k_k^2=\left(\frac{r_k}{r_0}\right)^2\frac{1+(r_0/r_s)^{2p}}{1+(r_k/r_s)^{2p}} \qquad (19.9\text{-}10)$$

式中：r_k 为阻尼绕组半径。

存在阻尼绕组时，10%力矩波动能够保持 d-q 轴同步，其瞬态过程用电机内功角 δ 的 0.5%响应时间 τ 来表征，如图 19.9-27 所示，其中 $x_d=4.0$p.u.，$k_k=0.88$。图 19.9-28 和图 19.9-29 则显示了相同额定功率条件下不同 x_d 和耦合强度所对应的 τ 值和最大故障切除时间 T_c，可以看出耦合强度对系统稳定性有较大的影响，但对其暂态过程影响较小；随着 x_d 增加，T_c 减小，T_c 数值主要取决于 x''_d（见图 19.9-30）。

全超导交流电机的阻尼系统可由超导绕组加外部电阻组成，由于结构中去除了电磁屏蔽层，可使阻尼系统和其他绕组间紧密耦合，使系统既有较高 x_d 值，又能获得较好的稳定性。

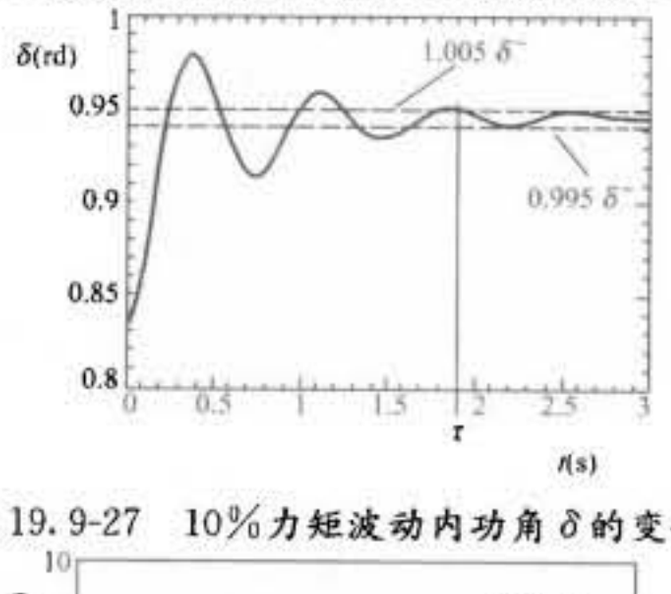


图 19.9-27 10%力矩波动内功角 δ 的变化

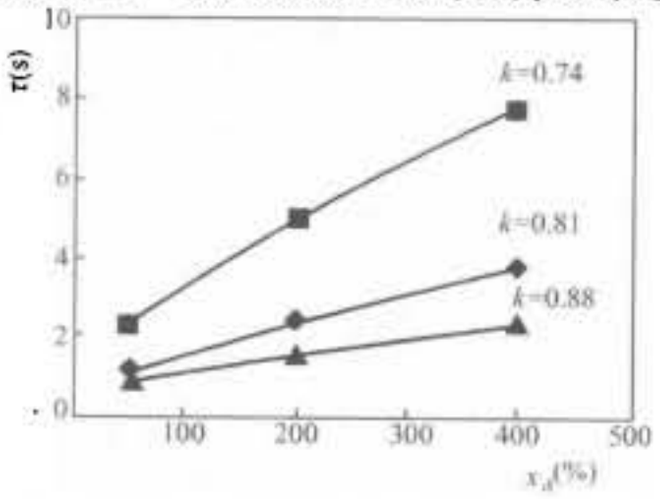


图 19.9-28 x_d 和耦合强度对 τ 值的影响

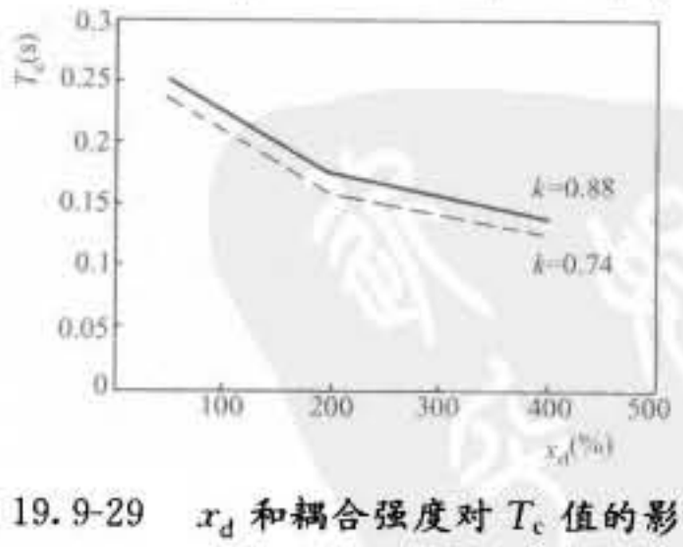


图 19.9-29 x_d 和耦合强度对 T_c 值的影响

3.4 超导单极电机电气设计

单极电机的输出功率 P 和效率 η 可以分别表示为

$$P=Ei=n\pi r_0^2 Bi;\ \eta=E/(E+IR) \qquad (19.9\text{-}11)$$

式中：E 为电枢电动势；i 为电枢电流；R 为电枢和电刷有效电阻之和。

假设电枢外径 r_0 为 1m，磁负荷 B 为 1T，转速 n 为

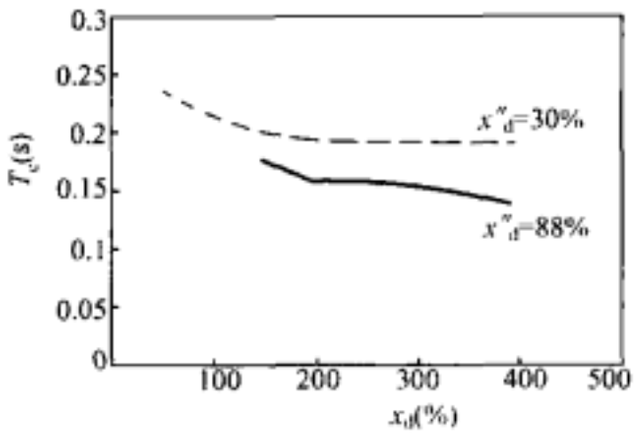


图 19.9-30 x_d 和 x''_d 对 T_c 值的影响

200r/m，计算可得 $E=n\pi r^2 B\approx 2.62$V，可见低电枢电动势是单极电机主要特征。常规单极电机因 R 很大，若实现 20MW 功率输出，电枢电流须 9×10^6A，因此难以向大容量方向发展；而超导单极电机 $R\to0$，显示出巨大的容量扩展空间。

在超导直流电机设计过程中，除考虑输出功率和转速的要求外，需适当地选择和优化电机有效长度。在理论上，超导单极电机转矩 T、磁链 ϕ、电枢电动势 E 和输出功率 P 可表示为

$$T=C\mu_0 iIA \quad (\mathrm{N\cdot m}) \qquad \phi=2\pi C\mu_0 iA \quad (\mathrm{Wb})$$
$$E=(2\pi/60)C\mu_0 iAn \quad (\mathrm{V}) \qquad P=(2\pi/60)C\mu_0 iAnI \quad (\mathrm{W}) \tag{19.9-12}$$

式中：A 为励磁绕组平均半径；C 为优化参数。

为提高电枢电动势，电枢导体分隔成多个扇形并串联在一起，利用分隔式集电环逐一换向，如图 19.9-31 和图 19.9-32 所示。为防止滑片间跳火，级电压须控制在 30～40V。在发电机模式，为避免级电压限制，每一电枢扇形块可使用

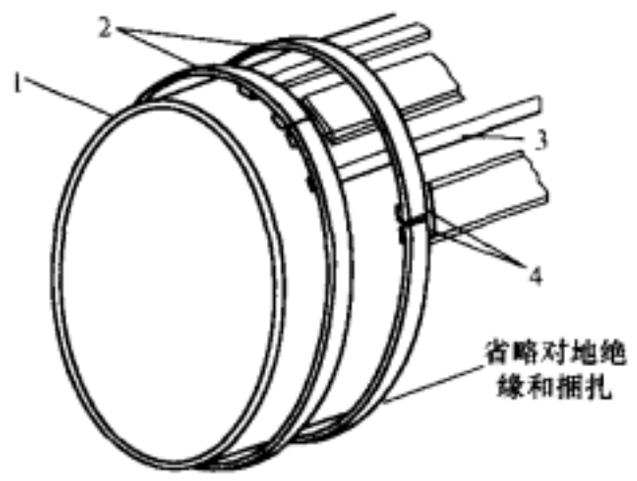


图 19.9-31 转子集电环、绕组和其间绝缘棒

1- 转子筒；2--集电环；

3—绝缘棒；4—转子导体

独立滑环。滑环所允许的电流负荷与材质有关，铜碳电刷最大电流负荷约 30kA/m，液态电刷超过 100kA/m；对大型电机，$\phi_m\approx40$Wb，电动机转速如为 100r/min，输出功率将超过 50MW，发电机如为 1000r/min，输出功率将超过 200MW。

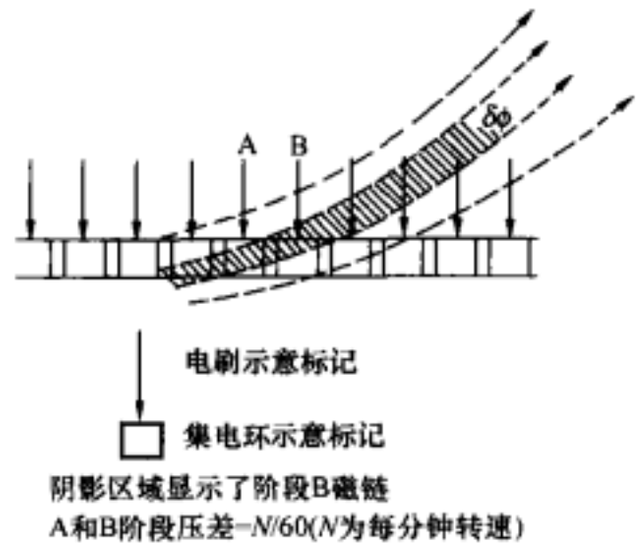


图 19.9-32 轴向集电环排列和级电压

3.5 超导电机的制冷、机械结构和热工优化

超导电机转子温度由室温变至 4.2K 或 77K，温度梯度大，且必须保证有效的转矩传送。通常驱动轴与支撑轴一端通过联轴器连接，保持在室温下；外转子固定阻尼线圈，并充当转子骨架和真空容器；在其内部转矩筒和超导绕组连接，提供支撑、热交换和内外转子热收缩差异所需的机械配合；设计中需要统筹考虑的相关问题，如图 19.9-33 所示。

内转子高速旋转时，冷剂在离心力作用下受到压缩，引起转子温升。图 19.9-34 显示氦旋转对应的熵焓曲线：轨迹 a 为临界温度点情况，当转速达 3000r/min 时半径 0.5m 圆周温度约 7.5K；轨迹 b 为加压 0.1MPa 的情况，温度变为 5.5K；轨迹 c 为 3K 液氦情况，周边温度 4K；轨迹 d 为过冷液氦情况。若 4K 液氦冷却转子，入口压力 0.5MPa，周边温度低于 5K，压力将达 2MPa。可见，控制冷剂温度，避免出现二相流是保证发电机安全运行的关键。

转矩筒热交换器和电流引线可采用气冷方式，系统闭环运行。在运行过程中转矩筒承载故障转矩和因转子自重产生的弯曲应力，其对应侧的转矩、径向、弯曲、剪切应力及电磁力则加载到内转子外壳，出现三相短路时径向压力将达到极值

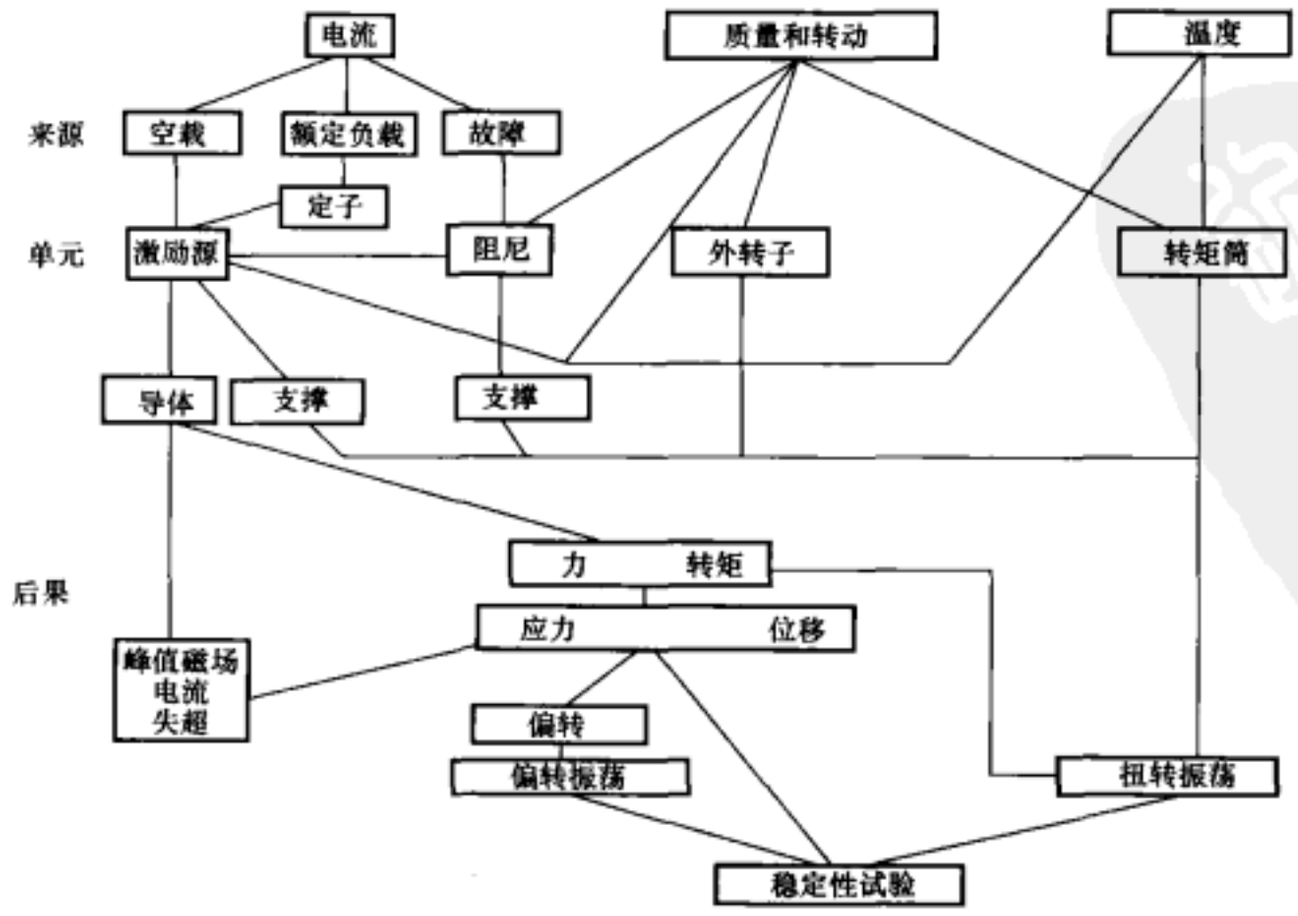


图 19.9-33 设计过程所需考虑的问题

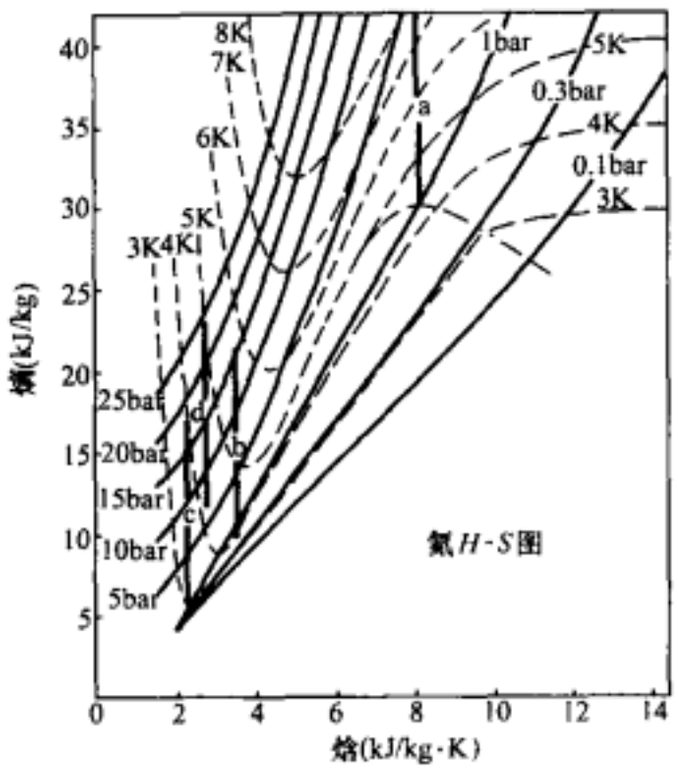


图 19.9-34 氦旋转条件下熵焓曲线

$$p_r = \frac{3\mu_0}{2\pi^2 r_y^2}\xi_2 (I_2\omega_2)^2 \left(\frac{x_d}{x_d''}\right)^2 + h_c\rho_c r_2 (2\pi f_m)^2 \tag{19.9-13}$$

式中：ξ_2、h_c 和 ρ_c 分别为内转子绕组系数、厚度和平均密度。

从而可确定壳层最小厚度为

$$d_{min} = \left(r_2 + \frac{h_c}{2}\right)\left[\left(\frac{\sigma_t/p_r + 1}{\sigma_t/p_r - 1}\right)^{1/2} - 1\right] \tag{19.9-14}$$

式中：σ_t 是材料所能承受的应力极限。

同时由于径向和切向应力，阻尼线圈同样可能发生形变，为了确保发电机的安全运行，其最小厚度必须满足条件

$$d_{3,min} \geqslant \frac{1}{\sigma_{perm}} \frac{B_1^2}{\mu_0 K_{y3}} \left(\frac{x_d}{x_d''}\right)^2 (1+C) \frac{l_{eff} l}{4r_3} k_{rl}$$

$$C = 1 + \frac{x_d}{x_d''}\left(\frac{r_1}{r_3}\right)^2 \left[1 - \left(\frac{r_3}{r_y}\right)^2\right] \frac{K_{y3}}{K_{y1}}$$

$$k_{rl} = \sqrt{1 + 3\left(\frac{4r_3}{l}\right)\left[1 + \frac{2}{1+C}\left(\frac{r_1}{r_3}\right)^2 \left(\frac{K_{y3}}{K_{y1}}\right)^2\right]^2} \tag{19.9-15}$$

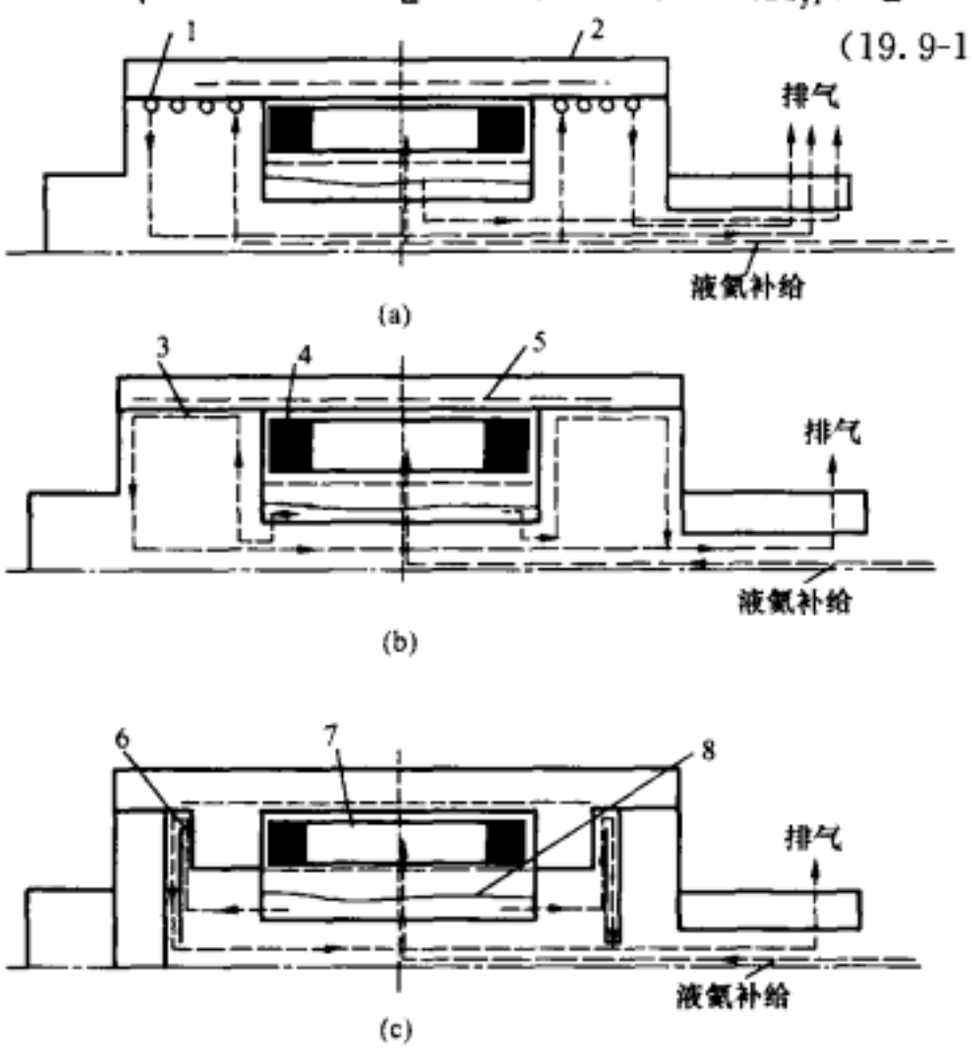


图 19.9-35 转矩筒冷却设计

(a) 管状热交换器冷却转矩筒；(b) 分布式冷却转矩筒；(c) 热交换器冷却转矩盘

1—冷凝管；2—外转子；3—表面冷却；4—场绕组；5—热屏；6—转矩盘冷却；7—场绕组空间；8—液氦面

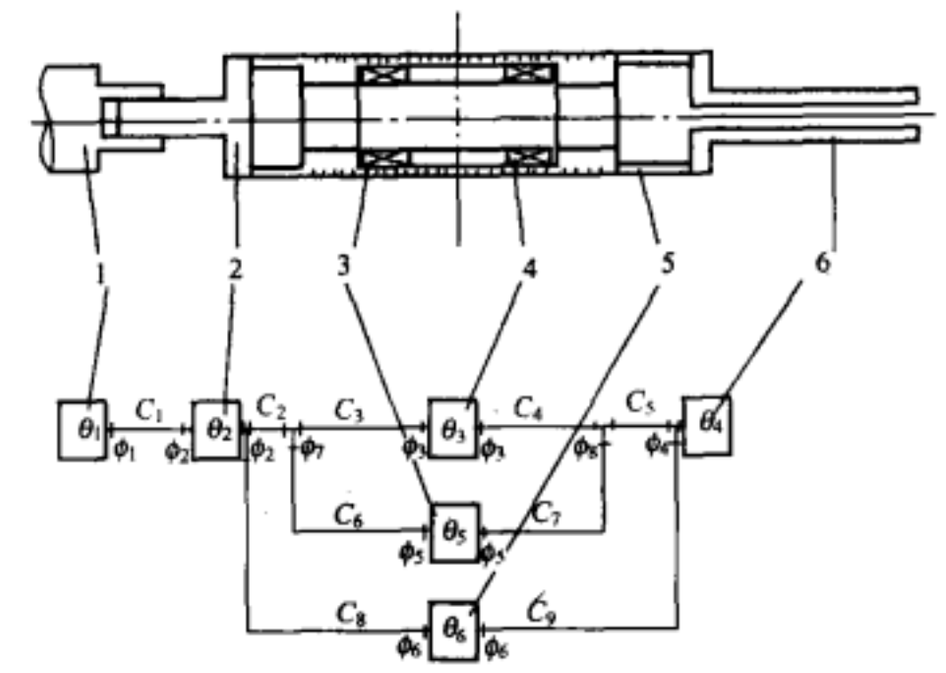


图 19.9-36 转子振动模型

1—驱动器；2—主轴；3—阻尼；4—场绕组；5—外转子；6—伺服轴

为缓解转子各组件热收缩特性差异，还可设置室温隔环和滑动单元，变化转矩筒冷却设计（见图 19.9-35），其尺寸取决于转矩大小和转子弯曲特性，转子截面和长度的优化需考虑短路故障、载荷脉动或不平衡造成的转轴拉伸和弯曲振荡，图 19.9-36 为振动的基本模型。

在热工设计方面，采用连续泵、磁流体密封和物理吸附等技术，可使转子容器内部真空度维持在 $10^{-4} \sim 10^{-6}$ Pa，还可用热屏和绝热层减少热辐射。高速旋转时离心力作用会使材料绝热性能退化，可采用多层绝热，间隙添加铝箔的方式。转子冷却速度依赖于尺寸、所需冷量和旋转系统效率，为防止失超时冷剂沸腾产生的压力过高，冷剂回流管道截面设计通常保留一定裕度，并适当增加入口压力和流速减小截面扩大引起的负面影响。

4 超导电机应用实例

在国家自然科学基金支持下，中国科学院电工研究所于 2004 年研制实验了一台 150W，2 极高温超导磁阻电机，其气隙长度 0.5mm，转速 3000r/min，电机实物照片及实验现场照片如图 19.9-37 所示。该磁阻电机采用熔融织构 YBCO 超导块材作为转子，经低温磁化后，YBCO 超导块材即成为超导永磁体。该电机的定子仍采用普通导线。其设计参数见表 19.9-3。

表 19.9-3 高温超导块材磁阻电机设计参数

定子		转子（超导永磁体）	
外径 (mm)	76	直径 (mm)	45
内径 (mm)	46	有效长度 (mm)	62
槽数	24	气隙 (mm)	0.5
绕组节距 (槽)	10	硅钢片厚度 (mm)	0.5
每槽匝数	12	高温超导块材厚度 (mm)	4

样机在液氮浸泡中进行了充磁和旋转实验，定子通电启动后转速很快达到 3000r/min，并长期保持稳定，满足设计指标。在额定转速下，该电机效率约为 0.948。

超导磁阻电机定子和电枢绕组间无机械迭压，又无电气

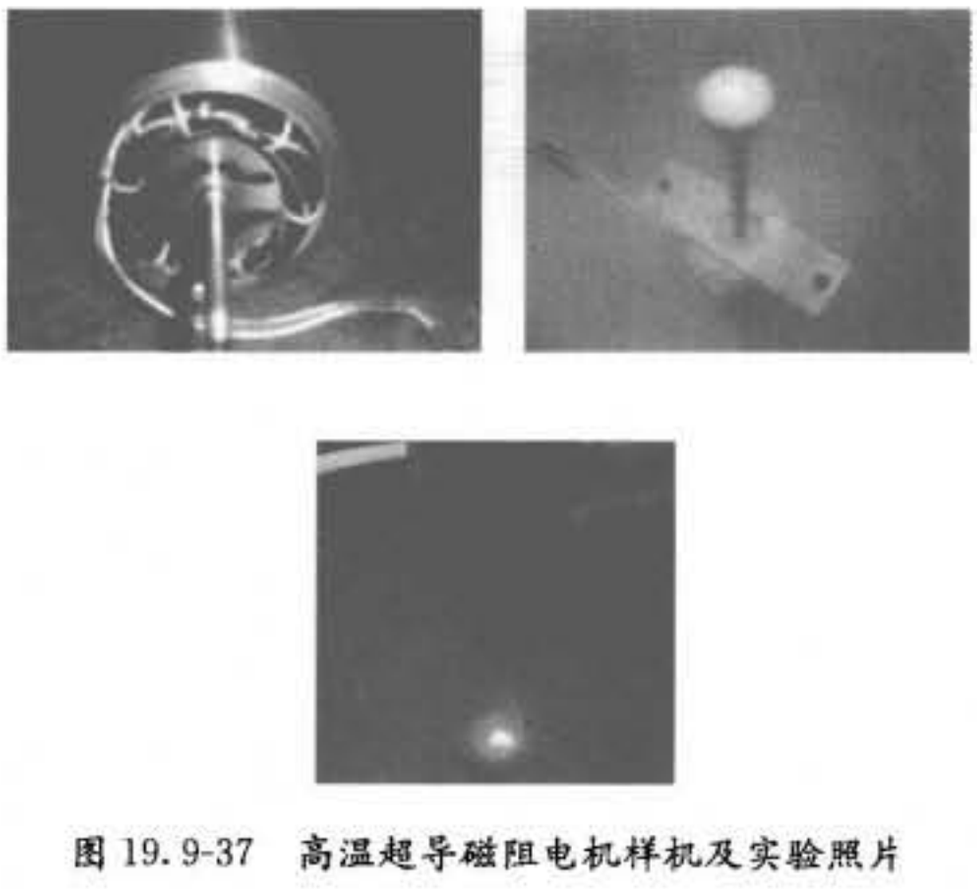


图 19.9-37 高温超导磁阻电机样机及实验照片

耦合，消除了常规交、直流电机电枢绕组相互迭压产生的电气故障，同时即使一相绕组发生短路、断路故障，也不影响其他绕组正常工作，具有独特的电气容错能力；功率拓扑上功率变换器各相桥臂主功率器件与相绕组串联工作，避免了功率变换桥臂直通故障，有很高的可靠性。在未来发展中，可采用碳纤维强化超导块材应用于兆瓦级电机，并使定子绕组超导化，进一步提高电机功率密度。该样机为百千瓦、兆瓦级超导磁阻发电/电动机奠定了坚实的理论和实践基础。

第 10 章　超导电力装置的低温制冷技术及电绝缘材料

1　低温及制冷技术概述

制冷及低温技术是指用人工方法在一定时间和空间内对某物体或对象进行冷却，使其温度降到环境温度以下，并维持和应用的一门学科和技术，这里所说的“冷”是相对于环境温度而言。按照目前制冷学界多数人的观点，4.2～120K 温区的制冷称为低温制冷。制冷及低温技术广泛应用于农业、工业、国防建设、医疗、能源及科学研究等领域。在高温超导应用中，制冷及低温技术与高温超导技术是一对孪生兄弟，相互依从、相互协调和相互促进发展。随着高温超导电力装置应用技术的快速发展，对低温技术提出了更高要求。可靠、高效、方便、廉价的低温制冷技术成为高温超导电力装置工业化应用的关键之一，开展高温超导电力装置低温制冷技术研究和系统研制，对推进高温超导电力装置应用具有迫切而重大的意义。

高温超导（磁）体及高温超导电力装置与低温超导相比具有线、带材导热差；稳定性好，几乎不会存在突然失超现象以及工作温度高等特点，尤其是工作在 65K 以上温区的高温超导（磁）体，其电流引线无法使用高温超导引线，只能使用无氧铜等高导热金属材料，使占高温超导（磁）体系统总漏热 80%以上的电流引线的设计和冷却成为显著的问题。

超导电力装置用于电力系统必须具有符合相应标准的高电压绝缘等级；同时要求其单位体积电能容量大、可靠性高。因此，要求与高温超导电力装置相关的低温技术具备以下特点：

（1）制冷温度范围宽，约在 20～77K 温区内。

（2）制冷量大，需要在 40～80K 的制冷温度下提供 100 到几千瓦的制冷功率。

（3）制冷机和制冷系统运行可靠性高。

（4）高电压绝缘。

（5）不受磁场影响。

（6）与超导（磁）体有良好的热耦合。

（7）低温系统有方便的可操作性。

在高温超导电力装置中，通常采用的冷却方法有两种，一种是闭式循环低温制冷机冷却（无液体制冷或直接冷却），另一种是液氮浸泡冷却。前者利用低温制冷机制冷，并通过热传导机构实现高温超导体的冷却。后者是将高温超导体直接浸泡在液氮中，利用液氮蒸发或液体的迫流来实现冷却。本章将对高温超导电力装置中所涉及的低温制冷技术、低温杜瓦容器和低温绝缘材料进行简要的综述和讨论，以期对我国高温超导电力技术的发展有所裨益。

2　制冷机冷却技术

随着低温技术和制冷机技术的日益成熟和完善，人们越来越喜欢使用制冷机来直接或间接冷却超导磁体。制冷机直接或间接冷却超导（磁）体可以降低装置的运行成本、免除定期补充液体。本节主要介绍应用于超导电力装置中冷却高温超导（磁）体的低温制冷机及其选用原则，最后介绍几种典型的超导电力装置中制冷机冷却技术的应用情况。

2.1　几种应用于超导电力装置中的制冷机

在超导电力装置中冷却超导（磁）体所采用的制冷机主要是以氦气为工质的低温气体制冷机。根据获得低温采用绝热膨胀或绝热放气原理，低温气体制冷机又分两大类。这些制冷机经过近 60 年的研究和发展，性能不断得到完善，寿命和可靠性得到长足的提高，产品已经广泛应用于各个领域，从而为高温超导电力装置中超导（磁）体的制冷机冷却提供了保证。

2.1.1　斯特林制冷机

1816 年斯特林（R. Stirling）提出了一种由两个等温过程和两个等容过程组成的闭式热力学循环，称为斯特林循环，最初只用于热机而非制冷机。1861 年柯克（A. Kirk）把斯特林循环的逆循环用于制冷，称为斯特林制冷循环。1954 年荷兰菲利浦公司成功研制出单级斯特林制冷机，制冷温度可达 73K，1963 年研制成功两级斯特林制冷机，制冷温度达到 12K。现在荷兰的斯特林低温和制冷公司（Stirling Cryogenics & Refrigeration BV）主要生产这种制冷机产品，已累计销售 4000 多台套，连续运行寿命已超过 6000h。公司有两个系列四种产品，即单级单缸和单级四缸斯特林制冷机、双级单缸和双级四缸斯特林制冷机，见表 19.10-1。

表 19.10-1　荷兰的斯特林低温和制冷公司产品性能

类型	型号	冷量（W）		功耗（kW）	冷却水（l/h）	质量（kg）	连续运转时间（h）
		20K 级	80K 级				
单级	SPC-1	—	1030	12	750	600	6000
	SPC-4	—	4250	45	4000	1255	6000
双级	SPC-1T	50	150	12	750	750	6000
	SPC-4T	200	600	45	3750	1400	6000

斯特林制冷循环由两个等温和两个等容过程组成。斯特林制冷机由压缩活塞、膨胀活塞、两个气缸、回热器（也称蓄冷器）、冷量换热器、水冷却器等组成。当两个活塞按一定规律运动时就可以完成斯特林制冷循环。斯特林制冷循环与同温度限的卡诺制冷循环的制冷系数相等，因此，理论上讲，斯特林制冷机是效率最高的制冷机。然而，实际斯特林制冷循环的制冷量远小于其理论制冷量，实际功耗远大于理论循环的功耗。有数据表明：制冷温度在 77K 时，斯特林制冷机的实际制冷系数仅为卡诺循环制冷系数的 35%左右。

斯特林制冷机非常适合于在 20～77K 温区需要 50～500W 制冷量的高温超导电力装置的冷却，目前，除这种制冷机外，还没有单台设备就能够满足要求的其他种类制冷机产品。

2.1.2　逆布雷顿循环制冷机

布雷顿循环出现于 19 世纪，主要作为热机循环。19 世

纪 50 年代开始出现逆向布雷顿循环空气制冷机，但由于单位容积制冷量小、制冷效率低，没有得到应用开发。到 20 世纪，由于回热原理、透平压缩机和透平膨胀机的引入，逆布雷顿循环重新用于制冷技术，20 世纪 60 年代起用于低温技术领域。现在以这类制冷机为基础，结合节流制冷的克劳德循环制冷机已广泛用于大型低温超导磁体冷却和低温气体液化装置，如大型电子对撞机/强子对撞机、粒子加速器、大型氦液化器、大型火箭氢氧燃料液化装置等，制冷温区涵盖 4.2～120 K 全部温区，单机最大制冷量达 20kW、4.5K。

逆布雷顿循环由两个等压过程和两个等熵过程组成，其热力学效率（制冷系数）理论上比卡诺制冷循环和斯特林制冷循环低，有数据表明其实际制冷系数仅为卡诺循环的 28%左右。严格地讲，逆布雷顿循环制冷机是采用逆布雷顿循环的低温制冷系统，它由压缩机、水冷却器、换热器、膨胀机、冷量换热器、滤油净化系统、气体储存、补给系统、自动控制和安全保护系统等组成。因此，它与斯特林制冷机相比，虽然效率低、结构复杂、系统庞大、需要设备多、占地面积大、操作技能要求高，但制冷量大、无维修工作寿命长、流程构成灵活，通常使用在制冷量大于 200W/20K 的应用场合，尤其是大型低温超导磁体冷却装置和气体液化厂。制冷机生产厂家很少有标准产品提供，通常根据用户要求专门设计、组装、现场调试制冷机。国际上有两家较著名的公司成套生产这种制冷机，即法国的法液空公司（Air Liquide）和林德低温技术公司（Linde Kryotechnik AG）。

2.1.3 G-M 制冷机

G-M 制冷机是由 W. E. Gifford 和 H. O. McMahon 于 1959 年发明的小型低温回热式气体制冷机，到 20 世纪 60 年代末已先后研制成单级、双级、三级 G-M 制冷机，并开始批量生产。近年来，随着微电子工业和计算机技术迅速发展，低温制冷机的需求量迅速增长，目前为止，G-M 制冷机是国际上唯一得到工业化大批量生产的小型低温制冷机，主要用于低温科学仪器设备、冷凝真空和提供方便可靠的冷源等方面。随着高温超导应用技术的不断发展，液氮及液氢温区单级 G-M 制冷机也已得到很大发展。当前产品 G-M 制冷机制冷量的大小范围如表 19.10-2 所示，最低无负载制冷温度如表 19.10-3 所示。由所列数据可看出：单级制冷机在液氮温区（77K）可提供 600W 以上制冷量，双级制冷机在液氢温区（20K）和液氮温区（77K）同时提供制冷量，而 4.2K 制冷机在 30～50K 和 4.2K 两个温度下提供制冷量。单、双级 G-M 制冷机产品的连续工作寿命已达到 1 万 h，基本能够满足高温超导电力装置冷却的需要。

表 19.10-2 产品 G-M 制冷机冷量范围

制冷温度	单级 G-M 制冷机	双级 G-M 制冷机	4.2KG-M 制冷机
77K	600W	<100W	—
50K	—	—	<30W
20K	—	<15W	—
4.2K	—	—	<1.5W

表 19.10-3 产品 G-M 制冷机最低制冷温度

制冷温度	单级 G-M 制冷机	双级 G-M 制冷机	4.2KG-M 制冷机
第一级	～10K	～45K	～30K
第二级	—	7～10K	2.6K

G-M 制冷机的工作原理为：西蒙膨胀制冷＋蓄冷器换热＋活塞往复运动以实现冷腔体积的循环变化，制冷机的热力循环由升压、进气、放气膨胀和排气四个过程组成。由于放气膨胀过程的引入，G-M 循环的热力学效率（制冷系数）必然低于其他制冷循环。实验表明，在 77K 制冷温度下，G-M 制冷机实际制冷系数仅为卡诺循环的 10%～14%（由 Cryomech 制冷机产品性能估算得出）。然而，由于 G-M 制冷机结构简单、使用方便、运转可靠、振动小，作为小型低温冷源可广泛用于科学研究及低温电子学、红外探测器、低温泵、应用超导等领域。目前全世界有 CTI-Cryogenics 公司、Cryomech 公司、Sumitomo 公司、Leyblod 公司等十几个厂家有产品，其中仅美国 CTI-Cryogenics 公司 G-M 制冷机的年产量就超过 2 万台。

2.1.4 脉冲管制冷机

脉冲管制冷机由 W. E. Gifford 和 R. C. Longsworth 在 1963 年提出，称为基本型脉冲管制冷机。直到 1982 年前苏联学者 Mikulin 等在研究分析的基础上提出了小孔气库脉冲管制冷机结构后，这种制冷机才得到了突破性的进展。单级小孔气库型脉管制冷机最低可达到低于 49K 的制冷温度，1990 年改进为双向进气型，至此，脉冲管制冷机才真正成为可与 G-M 制冷机性能相比拟的制冷机。目前，这种双向进气型脉冲管制冷机已被美国的 Cryomech 公司开发为产品，有单级、双级两种产品，其中单级制冷机可在 77K 提供 60W 的制冷量，输入功率为 3kW；双级制冷机在 4.2K 可提供 1.5W 制冷量。

脉冲管制冷机原理就是利用高低压气体对脉管空腔的充放气过程而获得制冷效果。由于脉冲管制冷机采用被动的调相方式，其性能与调相机构和调节参数有着密切的关系，制冷机效率也差异很大。总之，脉冲管制冷机的效率要比以上其他制冷方式低。同时，由于大制冷量的脉冲管制冷机目前还没有产品，所以，它很少被应用于超导电力装置的冷却系统中。

2.1.5 应用于高温超导电力装置冷却的低温制冷机的选择

如图 19.10-1 所示，适合于高温超导电力装置冷却的制冷机中，斯特林制冷机的效率最高，但在液氮温区逆布雷顿循环制冷机的效率与斯特林制冷机差不太多，都在 30%左右。

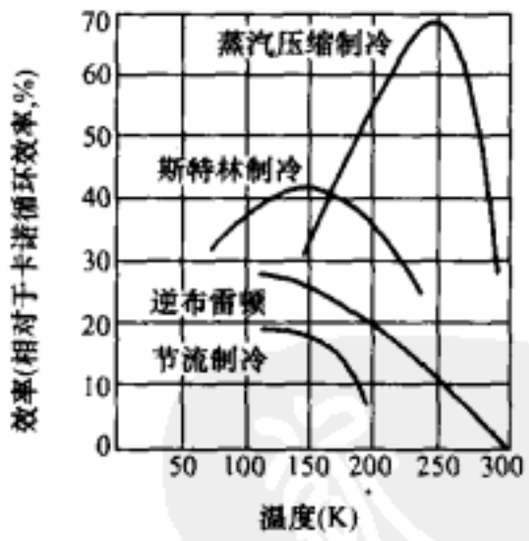


图 19.10-1 几种制冷机效率比较

高温超导电力装置冷却可选用的制冷机有多种方案，主要选用原则是：制冷机的工作可靠性、操作的简便性、工作环境的适应性（如冷却水、预冷液氮、噪声、占地面积等），其次才考虑制冷机的效率，几百千瓦电输入功率的大制冷系统，效率就对高温超导电力装置的运行成本很重要，可适当优先考虑。最后还要考虑到制冷机的价格和售后服务、维修等。

2.2 制冷机直接冷却技术

使用制冷机直接冷却超导磁体系统具有运行维护方便、

结构紧凑、效率高、长时间运行不需补液等优点。另外，液氮在 64K 以下已成固体，不能作为冷却介质，只有液氖可作冷却介质，但氖气价格较贵，需要回收，不像使用液氮那样方便。而制冷机可在液氦、液氮和液氢温区同时提供制冷量，易于配合工作在 64K 以下温区的高温超导（磁）体，用制冷机直接冷却可使高温超导（磁）体工作在 20～30K 温度，大大提高了高温超导电力装置的性能。

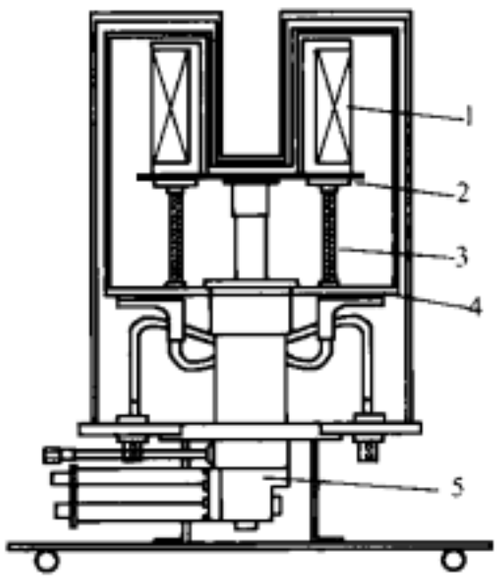


图 19.10-2　G-M 制冷机冷却
高温超导磁体装置示意图
1—超导磁体；2、4—电绝缘垫片；
3—HTS 电流引线；5—GM 制冷机

图 19.10-2 给出了一台 G-M 制冷机直接冷却高温超导磁体的装置结构。该装置由超导磁体、HTS 电流引线、低温制冷机、辐射屏等组成。为了加快冷却速度，可采用多台制冷机分别冷却辐射屏和超导磁体。直接冷却高温超导磁体大多选用 G-M 制冷机或脉管制冷机。

2.3　制冷机与高温超导（磁）体之间耦合

在制冷机直接冷却高温超导（磁）体的装置中，制冷机冷头与高温超导（磁）体之间存在热、电、磁、力、振动几方面的耦合问题。制冷机冷头既要与超导（磁）体之间有良好的热传导，以确保良好的冷却效果，又不能失去两者之间的高电压绝缘、不能相互有磁场影响、热应力不至于使两者变形、制冷机的振动不能影响到超导系统的工作，因此，在制冷机直接冷却高温超导（磁）体装置的设计中，需要特别注意处理好这些因素之间的相互制约关系。

热电耦合问题的解决，通常是在制冷机冷头与电流引线和超导（磁）体之间安装绝缘垫片。绝缘垫片通常采用氮化铝（AlN）材料，AlN 是一种具有优良综合性能的陶瓷材料，单晶 AlN 的理论热导率可达 320W/mK，是铜热导率的 80%，实际制备得到的多晶 AlN 室温热导率一般在 30～260W/（m·K）。同时，AlN 还具有良好的电绝缘性、低的介电常数和介电损耗。因而是比较理想的解决制冷机与超导磁体热电耦合的材料。磁、力及振动的耦合问题可以通过装置的结构设计来解决或减轻。

3　浸泡冷却技术

浸泡冷却技术可根据低温液体分为液氦浸泡冷却、液氮浸泡冷却、液氖浸泡冷却技术。对于高温超导磁体通常采用液氮和液氖浸泡冷却。在高温超导电力装置中大部分超导磁体都工作在液氮温区（如工作在 65～90K），只有少数超导磁体为了提高磁体稳定性和能流密度工作在更低温区，如液氖温区（27K 附近），因此，本节仅讨论液氮浸泡冷却技术。

3.1　相变制冷及液氮的性质

获得低温可采用物理和化学方法，在物理方法中应用最广泛的是相变制冷和绝热膨胀制冷，相变制冷中又以液体汽化最为常用。任何液体汽化时都产生吸热效应（即相变制冷），表 19.10-4 列出一些低温下常用液体的主要性质。对高温超导应用，最重要的制冷剂是液氮。

表 19.10-4　液氦、液氖、液氢、液氮的主要热物理和电学性质

性质			液氦	液氖	液氢	液氮
三相点	温度（K）		63.146	27.102	13.951	—
	压力（kPa）		12.53	43.379	7.205	—
正常沸点	温度（K）		77.344	27.102	20.391	4.222
	液体密度（kg/m³）		808.6	1207	70.96	125
	蒸汽密度（kg/m³）		4.614	9.499	1.331	16.89
	汽化潜热	kJ/kg	198.64	87.03	445.6	20.413
		kJ/L	160.62	105.04	31.62	2.552
	每小时汽化 1L 液体所需的热量（W）		44.62	29.18	8.78	0.71
临界点	温　度（K）		126.2	44.45	33.19	5.197
	压　力（MPa）		3.4	2.73	1.315	0.227 5
	密　度（kg/m³）		314.03	483	30.12	69.58
0℃、latm 气体密度（kg/m³）			1.250 8	0.899 9	0.089 9	0.178 5
0℃、latm 气体与等质量液体的体积比			646.5	1341	789.9	700.3
显热（正常沸点到 300K）（kJ/kg）			234	282	3510	1543
标准沸点下液体黏度（Pa·s×10⁴）			1.5	—	0.14	0.04
50Hz 下电气强度（kV 有效值/mm）			42	—	36	22
介电常数			1.43	—	1.23	1.05

注　液氢指正常氢；液氮指氮 4。

氮在自然界中分布很广，大部分以有机化合物状态存在，在空气中含量高达 78.08%（体积）。氮的相对原子质量为 14.007，它有相对原子质量为 14 和 15 的两种稳定同位素，比值为 10000∶37。在常温、常压下氮是无色、无味、无臭的气体，在通常情况下化学性质不活泼，故不会爆炸、燃烧，且没有毒性，是一种绿色环保气体。液氮是无色透明易流动的液体，由于其无毒、无爆炸和拒燃性，它成为低温技术中最常用的安全冷却剂和预冷剂。液氮被冷却到 63.15K 时，变为雪状的固态氮，这一温度被称为其三相点温度，相应的压力就称为三相点压力。

从热物理性质可以知道，液氮温度可从三相点温度 63.14K 到临界点温度 126.2K 之间变化，相应的压力是在 12.53kPa 到 3.4MPa 范围内。要获得低于正常沸点 77.34K 温度的液氮，就必须对液氮减压（抽出），要获得高于正常沸点 77.34K 温度的液氮，就必须对液氮加压（充入）；随着液氮温度的升高，液氮的汽化潜热逐渐减小，在临界温度时，汽化潜热变为零；液氮具有较大的汽化潜热，且其汽化潜热与显热比例几乎为 1∶1。

由于自 2000 年来我国钢产量以每年平均 20%的增长率

快速发展，有力的带动了我国的工业气体的发展，到目前我国氮气年产量可达 38.4 亿 m^3，其中绝大部分被放空。有些企业回收放空的氮气进行液化供应市场，成本核算表明每公斤液氮成本仅为 0.14 元，最低市场销售价也只有 0.30 元/kg，零售价在 1.0～3.0 元/kg 之间。由此可见，液氮是唯一可工业化大量生产的低温冷却剂，能够比较经济的获得、储存，使用安全方便，同时具有较高冷却能力。因此，采用液氮浸泡冷却高温超导电力装置将具有很广阔的应用前景。

3.2 液氮的相变传热

液氮浸泡冷却技术中，高温超导体与液氮之间、饱和氮气与冷凝面之间的传热都是相变传热。相变传热系数是设计高温超导体和氮蒸汽再冷凝器不可缺少的数据。

3.2.1 液氮的池内沸腾换热

对超导体的液氮浸泡冷却仅涉及池内饱和沸腾和狭窄通道沸腾。液氮池内沸腾与一般液体的沸腾规律基本一致，只是由于它比一般流体（如水、酒精、氟利昂等）的汽化潜热要小得多，更容易达到沸腾危机，使传热恶化。目前，液氮沸腾传热的实验数据并不多，而且现有实验数据和整理得到传热准则式的实验条件与高温超导磁体冷却过程中液氮沸腾传热的情况不完全相同，但是，用仅有的这些实验数据和传热准则式进行传热面积的估算仍然是可行的、对装置的设计是有帮助的。液氮池内泡核沸腾和池内膜态沸腾的实验数据和准则式可参考郭方中主编、机械工业出版社 1989 年 10 月第 1 版的《低温传热学》，关于狭窄通道中液氮沸腾传热的实验数据更稀少，设计者可参考上述文献自己开展模拟实验或查找资料。

3.2.2 液氮的冷凝传热

蒸汽在冷表面上冷凝有膜状或滴状两种方式。纯蒸汽在干净光滑的垂直表面上冷凝一般是膜状冷凝。如果表面上有杂质或助凝剂，就可能发生滴状冷凝。滴状冷凝通常只有在低热流密度下才能维持，不过其冷凝传热系数比膜状冷凝传热系数要高一个数量级。对氮来说，冷凝传热系数与其沸腾传热系数大体相等，所以，在数据缺少时也可用沸腾传热系数进行估算。幸运的是，在高温超导电力装置中，冷凝传热设计很少，仅仅当采用闭式液氮浸泡冷凝方式对高温超导体进行冷却时，在冷凝器中才能碰到，并且，其冷凝表面都是规则的，且大多都为垂直的自然对流冷凝。

3.3 液氮浸泡冷却技术

根据高温超导（磁）体与液氮之间的传热形式，可分为液氮自然对流冷却和液氮迫流冷却。后者目前常用于高温超导电缆的冷却，而前者又可根据超导磁体冷却过程中蒸发氮气回收与否分为开式冷却和闭式冷却。开式液氮浸泡冷却与闭式液氮浸泡冷却相比，具有系统结构简单、造价低、运行可靠等优点，但是其运行成本高，并需要定期补充消耗的液氮。

3.3.1 液氮迫流循环冷却

过冷液氮迫流循环冷却主要应用于高温超导电缆，不同于其他高温超导电力装置，高温超导电缆的冷却需克服液氮在冷却过程中的流动阻力，同时还要避免液氮在长距离吸热后不产生蒸汽而使电缆局部冷却恶化，因此多采用迫流循环冷却。高温超导电缆的低温系统可分为两个子系统，即液氮迫流冷却循环和低温制冷循环。液氮迫流循环仅负责将电缆中的热量带出，低温制冷循环负责将从迫流循环带出的热量取走，从而保证迫流循环中的液氮始终处于过冷状态。在迫流循环中，液氮泵提供循环所需要的压力，将液氮送入电缆中实施冷却，液氮自身被加热，热液氮再返回过冷器中与低温制冷循环交换热量，液氮自身被冷却后由液氮泵再次送入电缆。低温制冷循环根据制冷方法和传热形式，可有不同的低温制冷原理。

（1）液氮常压蒸发制冷。原理流程见图 19.10-3，迫流循环中液氮的冷却由过冷器 2 中常压液氮的蒸发完成。过冷度由背压液氮储槽 1 中的压力来控制和实现。

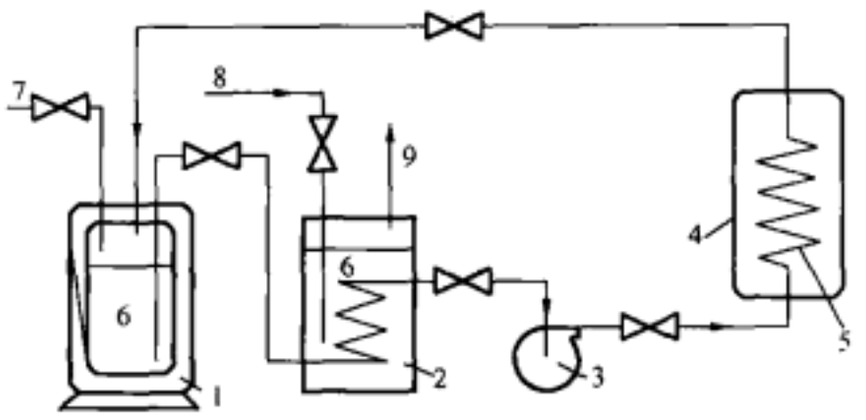


图 19.10-3 液氮常压蒸发制冷原理流程

1—背压液氮储槽；2—过冷器（制冷机）；3—液氮泵；4—环模容器（电缆低温容器）；5—热沉（高温超导电缆换热器）；6—液氮；7—加压气体；8—液氮补充；9—蒸发的冷氮气

（2）液氮减压蒸发制冷。原理流程见图 19.10-4，迫流循环中液氮的冷却由过冷器 2 中负压液氮的蒸发完成。过冷度同时由背压液氮储槽 1 和过冷器 2 中的压力来控制和实现。

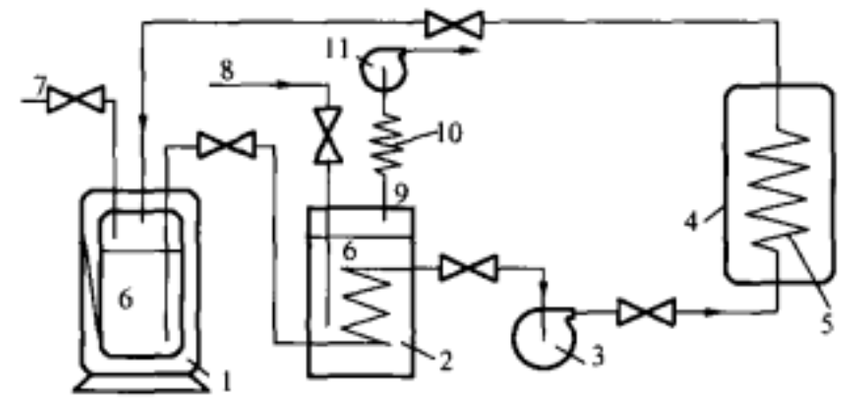


图 19.10-4 液氮减压蒸发制冷原理流程

1—背压液氮储槽；2—过冷器（制冷机）；3—液氮泵；4—环模容器（电缆低温容器）；5—热沉（高温超导电缆换热器）；6—液氮；7—加压气体；8—液氮补充；9—蒸发的冷氮气；10—空气换热器；11—真空泵

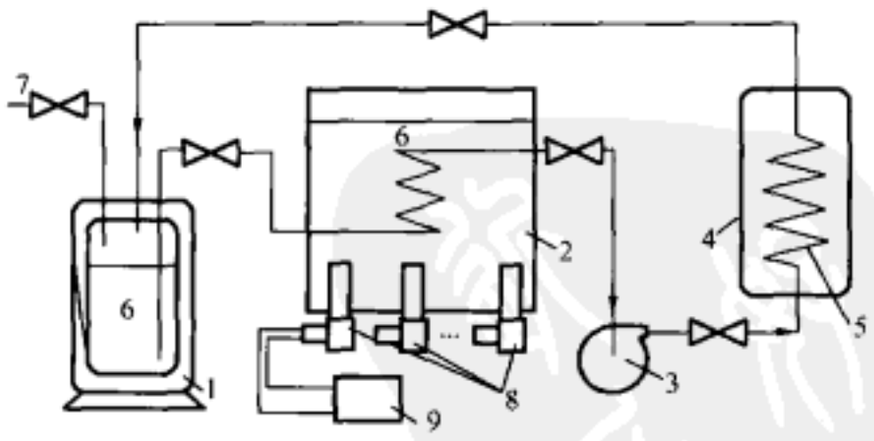


图 19.10-5 多台 G-M 制冷机制冷原理流程

1—背压液氮储槽；2—过冷器（制冷机）；3—液氮泵；4—环模容器（电缆低温容器）；5—热沉（高温超导电缆换热器）；6—液氮；7—加压气体；8—G-M 制冷机；9—压缩机组

（3）多台 G-M 制冷机制冷。原理流程见图 19.10-5，迫流循环中液氮的冷却由过冷器 2 中被 G-M 制冷机冷却的低温液氮完成。过冷度同时由背压液氮储槽 1 中的压力和过冷器 2 中液氮的温度来控制和实现。

（4）斯特林制冷机制冷。迫流循环中液氮直接被液氮泵送入斯特林制冷机中冷却，然后进入过冷液氮储槽，再进入高温超导电缆实施电缆的冷却，返回的热液氮通过背压液氮储槽，再由液氮泵送入斯特林制冷机。过冷度同时由背压液氮储槽中的压力和斯特林制冷机中液氮的温度来控制和实现。

（5）逆布雷顿循环制冷。液氮直接被液氮泵送入逆布雷顿循环制冷机中冷却后进入高温超导电缆实施电缆的冷却，过冷度同时由压力系统中的压力和逆布雷顿制冷机中换热器的冷端温度来控制和实现。

3.3.2　开式液氮浸泡冷却

开式液氮浸泡冷却，顾名思义，就是把超导体浸泡在液氮中来实现自身冷却，而蒸发掉的氮蒸汽完全排放到大气中不再回收。这种冷却方式是最简单的高温超导体冷却的方法，也是各种高温超导电力装置中超导体冷却的基础。

典型开式浸泡冷却结构如图 19.10-6 所示，超导磁体悬挂在液氮池中，蒸发的冷氮气通过一定的流道强迫冷却磁体的电流引线，冷氮气的冷量得到一定程度的利用后排放到大气中去。氮气排出阻力大，液氮的温度就高。如果希望高温超导体被冷却到 65～77K 温区，就必须在氮气的排出口用真空泵减压，真空度大约在 15～100kPa 范围内，以防止液氮固化。

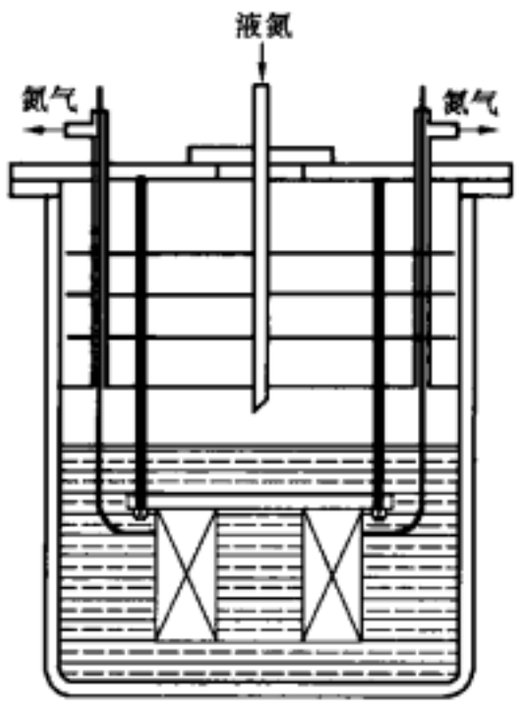


图 19.10-6　开式液氮浸泡冷却
高温超导磁体装置示意图

在设计开式液氮浸泡冷却高温超导装置时，首先要对系统漏热进行仔细计算，其中包括：磁体电流引线的漏热、磁体的交流损耗生成的热负载、低温系统的辐射漏热、支撑或吊杆的传导漏热等，以计算液氮的蒸发率（液氮消耗量）。如果采用真空泵减压降温时，还要根据液氮的蒸发率计算出标准状态下的抽速，以合理选配真空泵和泵前加热器。在真空泵前设置加热器，是为了让氮气进入真空泵前完全复温到室温，防止低温氮气进入真空泵引起泵油乳化乃至真空泵不能正常工作。为确保高温超导体正常工作，在设计液氮浸泡冷却装置时，还要考虑安全保护问题，如设置液面监测、控制、报警、液氮容器过压指示和自动泄压排放等。

3.3.3　闭式液氮浸泡冷却

闭式液氮浸泡冷却是指：虽然超导体仍采用液氮浸泡来实现自身冷却，但蒸发掉的氮蒸汽依靠制冷机再冷凝后，重新返回到液氮池中，从而使高温超导体低温冷却系统不消耗或少消耗液氮。这种方法对液氮供应不方便或液氮价格较贵的工作环境非常方便，同时，可有效降低高温超导电力装置的运行成本和操作维护的繁琐性。图 19.10-7 表示了闭式液氮浸泡冷却高温超导体的装置，其结构就是在典型的开式液氮浸泡冷却高温超导体装置中加入一个氮气再冷凝器。再冷凝器与液氮浸泡冷却系统之间依靠液氮热虹吸循环有机的结合在一起，当冷却装置中的液氮被蒸发以后，氮蒸汽向上流动，进入再冷凝器，被制冷机的冷头（也叫冷量换热器）冷凝成液氮，液氮依靠重力的作用自动流回到冷却装置中。如果制冷机的制冷量恰好等于冷却装置和再冷凝器的热负载，系统就不用再补充液氮，从而降低了冷却装置的运行成本和操作维护的繁琐性。可以说，闭式液氮浸泡冷却集合了开式液氮浸泡冷却和制冷机直接冷却的优点于一身，是高温超导电力装置中超导体冷却的最佳冷却方法。

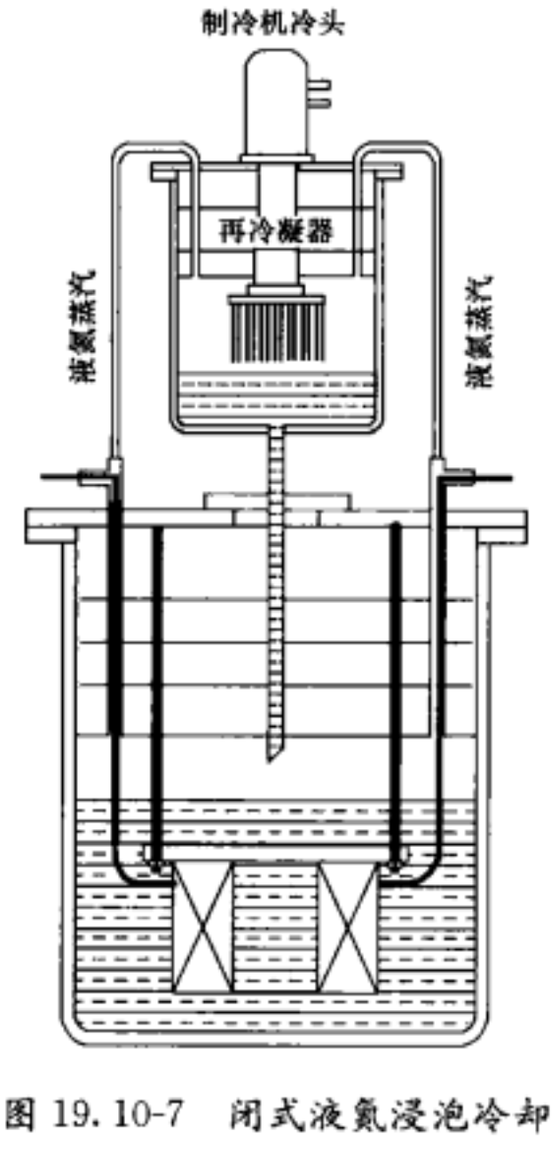


图 19.10-7　闭式液氮浸泡冷却
高温超导体装置示意图

在设计闭式液氮浸泡冷却高温超导体装置时，除按开式液氮浸泡冷却系统设计方法设计液氮浸泡冷却部分外，重要的是再冷凝器的设计和制冷机的选择。首先要根据液氮浸泡冷却系统的总热负载，加上液氮再冷凝器和液氮、饱和氮气传输杜瓦管、杜瓦插接头等的漏热，计算出整个闭式液氮浸泡冷却系统的总热负载，再按总热负载的 1.2～1.5 倍为制冷量，选取制冷机和冷凝换热面的大小。为确保高温超导体正常工作，除与开式液氮浸泡冷却装置相同的安全保护措施外，还要考虑制冷机的冷量控制。因为当制冷机冷量大于冷却系统的总热负载时，整个系统就会由于过度冷凝出现负压（即液氮温度低于正常沸点 77.34K），乃至使液氮固化，引起超导体不能正常工作；当制冷机冷量小于总热负载时，整个系统又会由于不足冷凝而出现正压，乃至液氮温度不断上升，使超导体同样不能正常工作。通常制冷机的冷量控制可以液氮池中压力为控制目标，依靠控制仪自动调整工作状态，使制冷机输出的冷量大小正好能维持液氮液面或压力恒定。不同类型和制造厂家的制冷机冷量调节方法不同，有些可通过调节转速调节制冷量（如斯特林制冷机），有些通过调节膨胀机膨胀量调节制冷量（如逆布雷顿制冷机）。G-M 制冷机和脉冲管制冷机是小型制冷机，单台冷量都不很大，高温超导电力装置通常需要两台以上联合工作才能满足冷却需要，其冷量控制多采用冷头加热实现，即在制冷机冷头或冷凝器上安装加热器，当冷量过大时，增大加热功率以抵消部分冷量。

3.3.4 液氮浸泡冷却的高温超导磁体

高温超导磁体通常有两种结构，一种是饼式高温超导磁体，一种是螺线管磁体。饼式超导磁体是高温超导带材绕在骨架上制成一个一个的饼，与绝缘隔片和导热垫片间隔叠放在一起，然后用两端的法兰依靠长杆螺栓将这些超导饼式线圈和间隔物紧紧的固定在一起。为减小线圈骨架和法兰的涡流产生的热量，线圈骨架和法兰通常用玻璃钢制作，但玻璃钢材料和高温超导带材导热性能都很差，使饼式线圈中部交流损耗生成的热量不能有效的传给液氮，因此，在大电流交流超导磁体中，尤其是制冷机直接冷却高温超导磁体中，最好采用无氧铜或黄铜制作线圈骨架和法兰，并加装导热垫片。导热片可以把高温超导饼式线圈中部的热量传导给液氮，改善传热性能。线圈骨架和法兰必须沿涡流垂直方向切槽断开，防止涡流形成。

高温超导螺管磁体的结构与常导螺管磁体类似，只是导线采用高温超导带材。为提高磁体的热导性能，线圈层间均匀分布有纵向间隔条，以在其两边形成液氮流动通道。对于制冷机直接冷却的这种磁体，其螺管骨架和法兰最好采用无氧铜或黄铜材料，并且也要注意涡流。

3.3.5 液氮浸泡冷却的高温超导磁体电流引线

高温超导磁体冷却系统中约 80%以上的热负载来自电流引线，因此，良好的电流引线设计是高温超导磁体有效、经济、可靠运行的关键。对液氮浸泡冷却的高温超导磁体，电流引线的冷却可充分利用液氮蒸汽显热，引线传给液氮或磁体的热量并不很大。除需仔细进行气冷电流引线的设计外，还要校核电流引线在液氮中参加沸腾传热的面积，如果沸腾传热面积不足，导致膜态沸腾，将会带给高温超导磁体更多的热量，对磁体的冷却造成负面影响。

4 低温杜瓦

制冷机制造冷量，低温杜瓦容器用来保持冷量，其在低温技术中扮演着非常重要的角色。低温杜瓦与贮液器、贮槽等统称低温容器，它是一种小型低温容器，用于少量液氧、液氮、液氩的储运（一般小于 100L）。通常容积不小于 100L 的液氮低温容器日蒸发率不大于 2%，我国低温容器标准一般要求容积不大于 100L 的液氮低温容器日蒸发率不大于 3%。

在高温超导电力系统中用来浸泡磁体的低温杜瓦容器实际上是一种低温恒温器，其主要用来进行科学实验和低温装置的绝热保温。与低温杜瓦容器相比，低温恒温器有较大的口径，以方便实验装置进出；有不同结构形状，以适应不同用途；有些还具有控温、液面显示、压力指示和保护等设施。

由于高温超导电力装置通常对低温冷却系统有高压电绝缘和避免容器金属壁涡流损耗等特殊性要求，多希望采用非金属低温杜瓦容器。非金属低温容器常用纤维增强复合材料，如玻璃钢材料。为防止渗漏，常采用内衬结构（如聚酰亚胺、涤纶等）和电化学沉积镍、铝，或涂上一层氟化物共聚体涂料。非金属低温容器的日蒸发率要小于金属低温容器，这是因为材料的传导漏热大为减小所致。但是，有些文献通过实验研究指出：在真空和 25℃下，玻璃钢经过 40h 后放气率趋于稳定，其放气率为 $2.137\times10^{-4}\,Pa\cdot m^3/s\cdot m^2$，若将玻璃钢充分老化，其放气率可降到 $6.3\times10^{-6}\,Pa\cdot m^3/s\cdot m^2$（6℃时）。玻璃钢的放气率与不锈钢相比要大 3～6 个数量级。同时，非金属材料的渗透率高达 $1\times10^{-9}\sim6\times10^{-12}\,cm^3/cm^2$，而金属材料的渗透率几乎为零，通常不考虑。所以，非金属低温容器的优良绝热性能难于像金属低温容器那样保持较长的时间，为改善真空的保持时间，可采取以下几种有效的措施：

（1）采用表面涂层法减少玻璃钢材料的放气。

（2）零件真空烘烤。

（3）薄膜阻挡法。

（4）表面真空镀金属膜法。

（5）合理化的工艺，控制含胶量、压紧力和浸胶均匀性以及在环氧中掺加石墨粉、石英粉末等。

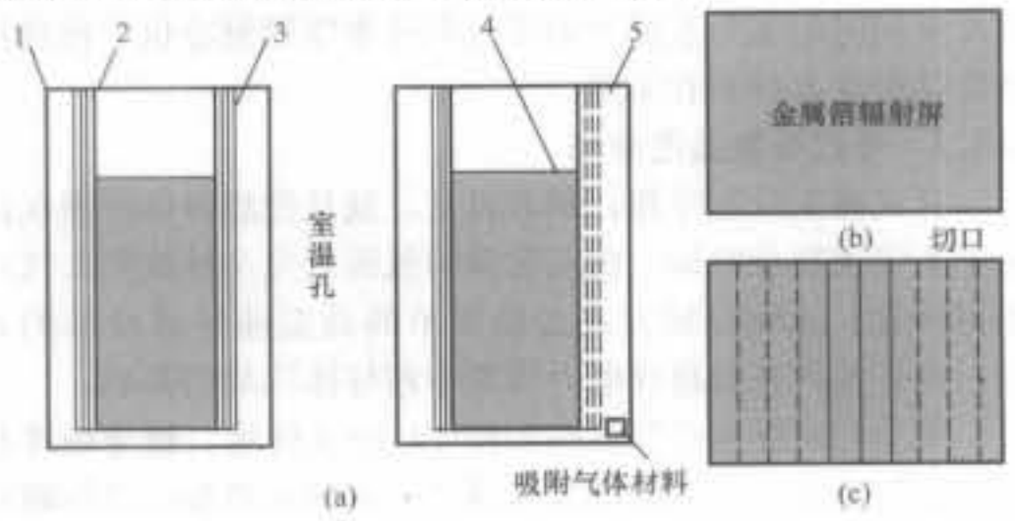


图 19.10-8 杜瓦示意图

（a）杜瓦结构示意图；（b）常规杜瓦防辐射屏展开图；（c）超导变压器用玻璃钢杜瓦防辐射屏展开图（辐射屏金属箔中有切口断开）

1—外壁；2—内壁；3—多层防辐射屏；4—低温介质；5—真空夹层

以超导变压器用低温杜瓦为例，设计首先要考虑减少各种漏热。热交换有三种基本方式：固体热传导、对流热交换和热辐射。固体传导热量的大小与其截面成正比，减小截面可以极大地降低固体导热；对流热交换是气体分子相互碰撞，将热量由温度高的区域自动向温度低的区域传递，真空度增加即气体分子减少可减少对流传热；任何物质，只要温度高于 0K 都会向外辐射热量，光滑的金属箔膜可以将热辐射反射出去，减小辐射漏热，图 19.10-8（a）为杜瓦结构示意图，图 19.10-8（b）为常规杜瓦金属箔膜防辐射屏示意图。一般传统的低温杜瓦采用不锈钢材料，强度高，杜瓦内壁可以很薄，有效减小固体热传导；不锈钢密度高、不放气，能够维持高真空度，有效减小对流热交换；在杜瓦内外夹层间包绕多层光滑金属箔作为辐射屏，可有效地防止热辐射；此外，在夹层中间还可放置一定量的活性炭，吸附多余的气体分子。总之，不锈钢低温杜瓦具有强度高、真空维持时间长、绝热性能好等优点，其真空度可达到 10^{-7} Pa，并可维持 2 年以上。然而，超导变压器用低温杜瓦包围铁芯磁路，如果采用金属材料，就相当于一匝绕组短路，因此变压器用杜瓦壁不能使用金属材料，而应选用绝缘和机械性能好的玻璃钢材料。同时，在内外杜瓦壁夹层内，防辐射屏的使用也与常规杜瓦不同，如图 19.10-8（c）所示，辐射屏应采用带有切口的光滑薄金属箔，以免在杜瓦夹层内形成短路环。最后，常规杜瓦的吸附气体材料常采用活性炭，但其具有一定导电性，超导变压器杜瓦不能使用，也不能使用半导体吸附材料，而应选用有机绝缘吸附气体材料，以免在夹层内产生短

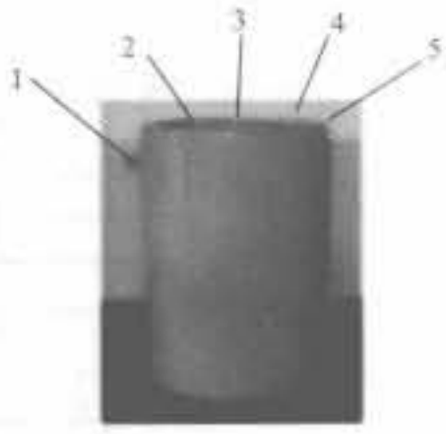


图 19.10-9 低温玻璃钢杜瓦实物图

1—抽嘴；2—内壁；3—室温孔（铁芯）；4—绕组空间；5—外壁

路。除须注意绝缘外，超导变压器杜瓦工作于交变磁场环境中，也要避免采用磁性材料。为了更加直观，图 19.10-9 给出了变压器用环形低温玻璃钢杜瓦实物照片。

5　低温绝缘材料

5.1　超导电力装置对低温绝缘材料的要求

超导电力装置主要指高温超导电力装置，包括高温超导限流器、电缆、变压器、电机、储能器等。这些装置的电气绝缘一般都是工作在低温（液氮）环境下，因此可以说超导电力装置与低温绝缘材料密不可分。超导电力装置对低温绝缘材料的要求可以概括如下：

（1）力学性能：为减小占空率，要求绝缘材料有足够高的拉伸强度、弹性模量以及适宜的延伸率。

（2）电学性能：要求较低的介电常数、介电损耗以及足够高的介电强度。

（3）热性能：在低温工作条件下绝缘材料的热性能是十分重要的，热收缩率是设计绝缘结构的重要参数，要求绝缘材料的热膨胀系数与超导系统中其他部分相匹配。对于导体内层，绝缘要求动态热机械性能、热稳定性和热传导性良好以便容易冷却，外层绝缘材料需要良好的绝热性。

（4）光学性能：要求具有较好的透明性，便于施工和检查施工中的瑕疵。

（5）特殊应用场合还需要抗辐照性（如聚变装置中超导线圈的绝缘材料）。

5.2　低温绝缘材料及性能

低温绝缘材料按种类分可分为高分子材料、复合材料和陶瓷材料。在超导电力装置应用中，所需的低温绝缘材料主要是高分子薄膜、胶粘剂及结构材料，以下我们将分别介绍。

5.2.1　绝缘薄膜材料

为了减小绝缘占空，需要采用力学性能优良的薄膜形式的绝缘材料。而较高的拉伸断裂强度还可以减小薄膜的厚度和减少层数，从而进一步减小绝缘部分的占空。如前所述，目前常用的超导电工绝缘薄膜主要有：聚酰亚胺薄膜（PI）、聚四氟乙烯薄膜（PTFE）、聚丙烯薄膜（PP）、聚酯薄膜（PET）、聚萘酯薄膜（PEN）、聚乙烯薄膜（PE）等。而 PI 薄膜由于其优异的力学性能、耐高低温性能、高电击穿强度、良好的化学稳定性等特点，是目前最理想的低温绝缘薄膜材料。表 19.10-5 是主要常用高分子薄膜的有关性能。同时表 19.10-6 给出几种国产薄膜的性质，供选择材料参考。

表 19.10-5　　常用绝缘薄膜的性能

绝缘薄膜名称	PI	PTFE	PP	PE	PET	PEN
密度（g/cm^3）	1.29～1.42	2.1	0.91～0.93	0.95	1.38	1.35
耐低温等级	优	优	差	差	差	差
293K 拉伸强度（MPa）	115～152	25～27	85～120	75～85	100～110	110～180
77K 拉伸强度（MPa）	150～246	30	100～140	90～98	140～180	140～250
延伸率（%）	15～130	30～40	30～100	35～100	40～130	46～66
击穿强度（kV/mm）	>150	>50	>150	>110	>90	>210
电阻率（Ω·cm）	10^{16}～10^{18}	10^{16}～10^{17}	10^{15}～10^{17}	10^{15}～10^{16}	10^{16}～10^{17}	10^{16}

续表

绝缘薄膜名称	PI	PTFE	PP	PE	PET	PEN
介电常数	3.2～3.5	2.0～2.2	2～2.2	2.3	3.0	2.9
介电损耗正切	<0.004	<0.000 2	<0.000 7	<0.000 15	<0.005	<0.004
收缩率（%）	0.3	1.94	2.0	2.59	0.479	0.3
77K 热导率［W/（m·K）］	0.15	0.22	—	0.9	0.27	—
玻璃化温度（K）	472～670	399	255	—	340	—

表 19.10-6　　液氮温度下绝缘材料的工频击穿强度和耐压强度

名　称	厚　度（μm）	击穿电压（kV）	1min 耐压强度（kV/mm）	击穿强度（kV/mm）
东方 6012 聚丙烯	15	1.869	97.3	124.60
东方 6021（SL-1）聚酯	100	8.87	74	88.7
东方 6050 聚酰亚胺	25	5.21	147.2	208.4
常州新型聚丙烯合成纸	160	15.67	83.3	97.94
常州双轴拉伸聚丙烯	40	7.02	104.2	175.5
蓬莱 H65	50	7.44	123	148.8
蓬莱 H67	2×25	5.9	98.4	118
杭州泰达 Tecpoly IH 型双向拉伸 PI 薄膜	25	—	140	180

从表中的数据看出，在这些高分子绝缘薄膜中，PI 薄膜和 PTFE 薄膜由于在低温下具有优良的电气性能和化学稳定性，在应用超导、低温工程及低温物理实验等低温技术中得到了较广泛应用。PTFE 薄膜可在－250～250℃范围内工作，介电损耗小，在宽温区宽频带内变化极微，在电弧作用下不炭化；在高温下拉伸强度下降，延伸率增大，低温下拉伸强度上升，延伸率下降。但 PTFE 薄膜的明显缺点是力学性能较低而且各向异性，低温下不宜粘结。而 PI 薄膜除了具有 PTFE 薄膜的绝大多数优点外，在液氦和液氮温度下能保持柔软性，能耐几乎所有的有机溶剂和酸，有较好的耐磨、耐电弧、耐高能辐照等特性。PI 薄膜经 1010 尔格/g 的伽马射线辐照后，仍能保持良好的拉伸强度和延伸率。PI 薄膜还具有可设计性强、易于加工和改性等特点。以上这些特点使得 PI 薄膜成为超导电工绝缘材料中使用最多的薄膜，尤其是在 77K 左右的高温超导和 4.2K 下的低温超导装置中已经越来越多的得到应用。PI 薄膜产品使用较多的主要有美国杜邦公司的 Kapton 系列薄膜、日本宇部兴产公司的 Upilex 系列、钟渊公司的 Apical 系列、国内常州市电工复合材料厂的 6050 薄膜和杭州泰达公司的 Tecpoly IH 型薄膜等。中科院理化所和化学所针对高温超导限流器绝缘材料，也开发出纳米颗粒改性的聚酰亚胺薄膜，低温力学性能和介电性能有显著改善。

5.2.2　胶粘剂材料

超导电力装置中经常需要对一些部件、引线、传感器、温度计等进行粘接，普通的胶粘剂在低温下大多会出现裂纹，以致使被粘接部件脱落。这里介绍几种可以用到液氦温度的胶粘剂材料。

（1）环氧树脂。环氧树脂是最常用的低温胶粘剂，同时也可作结构材料使用，最常用的是 Stycast-1266，它强度好、透明、液态时黏性小、和大多数金属结合都很好，并可在室温下固化。缺点是热膨胀系数大，冷到液氮温度时收缩 1%。此外，常用的还有 Stycast-1269，和 Stycast-1266 相比，它介电损耗要小一些。Stycast 2850FT 和 GT 具有低的

热膨胀系数，FT 的热膨胀系数和铜接近，GT 和黄铜接近，这两种环氧强度非常好，和金属接合牢固，可短时间经受 200℃的温度。

（2）GE7031 清漆。这是一种黄褐色透明的乙烯基变性苯酚树脂，能经受热胀冷缩，长期以来一直被用作低温下传热胶粘剂，如引线和热沉铜块之间的粘接，既要求传热好，又要求电绝缘好，就常用 GE7031 清漆粘接。

（3）聚乙烯醇缩醛胶和其他低温胶。聚乙烯醇缩醛胶是国产的低温胶粘剂，性能类似 GE7031 清漆，但溶剂是无水酒精。其他如上海合成树脂研究所研制的 DW-4，DW-3 以及美国 Vishay 公司的 M-Bond 43-B、600、610 等低温性能也很好。

5.2.3 低温绝缘结构材料

高分子材料（塑料）、复合材料、陶瓷材料均可用作低温绝缘结构材料。在超导电力装置中主要用作需要电绝缘的结构，如力学支撑部件、容器、绝缘指、超导磁体的匝间绝缘、层间绝缘、对地绝缘、部件的粘接与灌封等。

（1）高分子材料。氟塑料（聚酰亚胺、聚四氟乙烯、聚氨酯、聚乙烯等）常用作密封、活塞环、转动轴承。氟塑料的低温电、热、力等性能前面已做介绍，参考 5.2.1 节。

尼龙也是使用比较普遍的低温绝缘结构材料，属于聚酰胺类塑料，品种较多。以棒料生产的尼龙有尼龙 6（熔点 215℃）和尼龙 66（熔点 264℃），其液氮温度下的热导率比其他材料低 5～10 倍，适于作绝热支撑件，例如杜瓦管中的隔热支撑片和吊装样品的悬架。

（2）环氧树脂及复合材料。低温绝缘结构材料使用较多的是环氧树脂及以环氧树脂为基体的复合材料。应用电绝缘材料时对材料电性能的要求主要是材料的体积电阻率、电击穿强度、介电常数和介质损耗因数等。环氧树脂的体积电阻率在 $10^{16}\Omega\cdot$cm 左右，介电强度大于 23kV/mm，介电损耗因数一般在0.004 9～0.046 之间，相对介电常数一般在 3.7～5.1 之间。对材料力学性能的要求主要是高弹性模量、高强度以及高断裂韧性。环氧树脂复合材料的弹性模量和强度很大程度上由增强体（主要是纤维）的力学性能决定。增强体还可调节复合材料的热膨胀系数，例如碳纤维增强环氧树脂基复合材料的热膨胀系数甚至可以为负。

环氧树脂主要用于超导磁体的匝间绝缘、层间绝缘、对地绝缘、部件的粘接与灌封等。其固化温度、流动性、力学性能、热膨胀系数、热导率等参数对超导磁体性能起关键作用，因此针对不同工况的磁体要选择合适的配方。例如正在建设的核聚变反应堆如我国合肥 EAST 和韩国 KSTAR 项目中的大型超导磁体中所用的压力浸渍环氧树脂，采用的是英国卢瑟福实验室改进的配方。

环氧树脂基复合材料是低温绝缘广泛使用的结构材料，用玻璃纤维增强的环氧复合材料，通称为玻璃钢，是一类优良的低温电气绝缘材料，并且在高频作用下，仍能保持良好的介电性能，还具有良好的抗磁性，不受电磁作用，目前高温超导限流器的磁体低温杜瓦就是采用玻璃钢制备的。玻璃钢因添加的玻璃纤维的不同性能也有些差别，E 玻璃纤维增强环氧复合材料用于电气绝缘，具有低碱含量以保证良好的表面阻力。S 玻璃纤维增强环氧复合材料具有略高的强度和模量，但成本较高。Kevlar 纤维，虽然具有最低的密度，但比 E 玻纤和 S 玻纤昂贵的多。随着超导技术的发展，新型的增强塑料，如硼纤维、晶须、无机纳米颗粒增强塑料逐渐被人们所重视。常用的玻璃钢绝缘材料有美国产的 G10CR、G11CR，是在 G10、G11 基础上改进的。此外国内也开发出多种牌号的玻璃钢，如 6911、252-650、648-650、618-650、7101-650 等牌号。

参 考 文 献

[1] 林良真，张金龙，李传义，等. 超导电性及其应用. 北京：北京工业大学出版社，1998.

[2] 国家自然科学基金委员会工程与材料科学部. 科学发展战略研究报告(2006～2010 年)——电气科学与工程. 北京：科学出版社，2006.

[3] 中国机械工程学会，中国材料研究学会，中国材料工程大典编委会. 中国材料工程大典：第 13 卷，信息功能材料工程(下). 北京：化学工业出版社，2006 .

[4] 张祉佑，石秉三. 制冷及低温技术(上). 北京：机械工业出版社，1981.

[5] 阎守胜，陆果. 低温物理实验的原理与方法. 北京：科学出版社，1985.

[6] 王秋良. 高磁场超导磁体科学. 北京：科学出版社，2006.

[7] M. Wilson. Supercnducting Magnet. Clarendon Press Oxford，1983.

[8] W. J. Carr Jr. AC Loss and Marcoscopic theory of superconductors. Gordon and Brench，Science Publishers，Inc. 1983.

[9] Scanlan R M，Malozemoff A P and Larbalestier D C. Superconducting Materials for Large Scale Applications. Proc. IEEE 2004，92：1639-1654.

[10] 马衍伟，等. 第 2 代高温超导 YBCO 涂层导体的发展及其应用. 科学通报 2005，50：1-5.

[11] Cristina Buzea and Tsutomu Yamashita. Review of the superconducting properties of MgB_2. Supercond. Sci. Technol. 2001 14：R115-146.

[12] 冯勇，等. 实用化 MgB_2 超导材料研究进展. 低温物理学报，2005，27 (5)：819-822.

[13] Y. B. Kim，C. F. Hempstead，A. R. Strand，Phys. Rev. 1963，131：2486.

[14] Irie F，Yamafuji K. J. Phys. Soc. Jpn. 1967，23：255.

[15] M. I. Flik，K. E. Goodson. ASME Journal of Heat transfer，1992，114：264.

[16] 林良真，肖立业. 超导限流器的原理、现状及研究建议. 中国电工技术学会第六届学术会议论文集. 北京：冶金工业出版社，1999，77-90.

[17] E. M. Leung，et al.. High Temperature Superconducting Fault Current Limiter Development. IEEE Trans. Appl. Supercond. ，1997，7：985.

[18] T. Verhaege，et al. Experiments with a High Voltage (40kV) Superconducting Fault Current Limiter. Cryogenics，1996，36：521.

[19] Steve Brody. Superconductivity & Deregulation-A Perfect Match? Superconductor & Cryoelectronics，Summer 1998，24.

[20] Steve Ashley. Superconductors heat up，Mechanical Engineering，1996，18：58.

[21] S. Elschner，et al. Manufacturing and Testing of MCP2212 Bifilar Coils in a 10MVA Fault Current Limier，IEEE Trans. On Applied Superconductivity，2001，11：2507-10.

[22] M. Chen，et al. 6.4MVA Resistive Fault Current Limiter Based on Bi-2212 Superconductor，Physica C 2002，372-376：1657.

[23] W. Paul，et al. Test of 1.2MVA high-Tc Superconducting Fault Current Limiter，in Proc. Inst. Phys. Conf. ，The Netherlands 1997，1183-1186.

[24] J. A. Waynet，et al. Restoration and Testing of an HTS Fault Current Controller，IEEE Trans. On Applied Superconductivity，2003，13(2)：1984-1987.

[25] Dong Hui，et al. Development and Test of 1.5kV/1.5kA HTS Fault Current Limiter，IEEE Trans. On Applied Superconductivity，2006，16(2)：687-690.

[26] H. J. Boenig，et al. Tests of the Bonneville Power Administration 30 MJ Superconducting Magnetic Energy Storage Unit. IEEE Trans. on Power App. & Syst. 1985，PAS-104：302-312.

[27] J. D. Rogers，et al. 30-MJ Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) Unit for Stabiltzing an Electric Transmission System. 1978，MAG-15 (1)：820-823.

[28] Feak，S. D. Superconducting magnetic energy storage (SMES) utility application studies. IEEE Transactions on Power Systems. 1997，12(3)：1094-1102.

[29] 林良真. 高温超导输电和物理研究. 物理 1997，26 (5)：291.

[30] T. Masuda，et al. High-temperature superconducting cable technology and development trends. SEI technical review，2005，59：7-13.

[31] Forsyth E B. Superconducting power transmission system-the past and possibly the future，Supercond. Sci. Technol. 1993，6：619-713.

[32] Balachandran U. Recent advances in development of high Tc superconductors for electric power applications. ISTEC Journal，1998，11(1)：35-42.

[33] Hassenzahl W V. Applications of superconductivity to electric power systems. IEEE Power Engineering Review，2000，20(5)：4-7.

[34] Hull J R. Applications of high-temperature superconductors in power technology，Rep. Prog. Phys. 2003，66：1865-1886.

[35] 林良真. 我国超导技术研究现状及展望. 电工技术学报，2005，20(1)：1-7.

[36] J. W. Lue，et al. AC losses of prototype HTS transmission cables. IEEE Trans. on Appl. Supercond. ，1999，9(2)：416-419.

[37] Vellego G，and Metra P. An analysis of the transport losses on HTSC single-phase conductor prototypes. Supercond. Sci. Technol. 1995，8：476-483.

[38] Y. B. Lin，et al. Development and testing of 10.5kV/1.5kA HTS power cable. Proceedings of ICEC 20，Beijing，2004，London：Elsevier，649-652.

[39] S. Honjo，et al. Electric properties of a 66kV 3-core superconducting power cable system. IEEE Transaction on Applied Superconductivity，2003，13(2)：1952-1955.

[40] Y. F. Fan，et al. Test results and analysis of cryogenic system for cooling HTS cables and the next stage

plan. Proceedings of ICEC 20, Beijing, 2004, London: Elsevier, 2005, 71-74.
[41] L. Y. Xiao, et al. Development of HTS AC power transmission cable, ASC 2006. IEEE Trans. on Appl. Supercond. 17, 2007, 1652-1655.
[42] J. T. Georges, et al. Performances of industrial superconducting wires for 50-60Hz application. Proc. of MT 11, 1989, 598-603.
[43] K. Funaki, et al. Design and construction of a 500kVA-class Oxide superconducting power transformer cooled by liquid nitrogen. Proceedings of the ICEC 16/ ICMC 1996, 1009-1012.
[44] H. Zueger. "630kVA high temperature superconducting transformer". Cryogenics 1998, 38: 1169-1172.
[45] Yinshun Wang, et al. Angular and magnetic field dependence of the critical current density of multifilamentary Bi2223 tapes. Superconducter Science and Technology, 2004, 17: 705-709.
[46] W. T. Norris. Calculation of hysteresis losses in hard superconductors carrying AC: isolated conductors and edges of thin sheets. J. Phys. D 1970, 3: 489-507.
[47] N. Magnusson, A. wolfbrandt. AC losses in high-temperature superconducting tapes exposed to longitudinal magnetic fields. Cryogenics 2001, 41: 721-724.
[48] J. J. Rabbers, et al. Magnetisation and transport current loss of a BSCCO/Ag tape in an external AC magnetic field carrying an AC transport current. IEEE Trans. Appl. Supercond., 1999, 9(2): 1185-1188.
[49] 徐虹玲，等. 低温技术在高温超导(HTS)电力系统中的应用. 低温工程，2003，2.
[50] 李淘，沈强，王传彬，等. AlN 陶瓷的烧结致密化与导热性能. 中国陶瓷，2005，41(1).
[51] L. Gong, et al. The Cryogenic System of 10.5kV/1.5kA High Tc Superconducting Fault Current Limiters. ACASC 2005, Busan, Korea.
[52] Saburo U, Ejima H, Suzuki T. Cryogenic small-flaw strength and creep deformation of epoxy resins. Cryogenics, 1999, 39: 729-734.
[53] Sekiya H, Moriyama H, Mitsui H. Effect of epoxy cracking resistance on the stability of impregnated superconducting solenoids, Cryogenics, 1995, 35: 809-813.
[54] 崔益民，等. 聚酰亚胺薄膜在大型低温超导磁体中的应用. 绝缘材料，2002，5：15-19.
[55] Zhang, Yi-He, et al. "Novel silica tube/polyimide composite films with variable low dielectric constant". Advanced Materials, 2005, 17: 1056-1059..
[56] "Materials at low temperatures". edited by Reed, R. P. and Clark, A. F. 1983.
[57] 肖立业，林良真. 超导电力技术即将带来电力工业的革命. 物理，2000，29(3)：4-9.
[58] 肖立业. 超导电力技术的现状与发展趋势. 电网技术，2004，28(9)：33-37.

第20篇 分布式能源电力系统

主编单位：中国电力科学研究院
主　　编：胡学浩
执　　笔：胡学浩　韩　奕　李　蓓　赵　岩
主　　审：周孝信　中国电力科学研究院

第1章 概 述

1 分布式发电和分布式能源电力系统的基本概念

分布式发电（Distributed Generation，DG）一般指为满足终端用户的特殊需求、接在用户侧附近的小型发电系统，而分布式电源（Distributed Resource，DR）是指分布式发电（DG）与储能装置（Energy Storage，ES）的联合系统（DR=DG+ES）。它们的规模一般不大，通常为几十千瓦至几十兆瓦。DG所用的能源包括天然气（以及煤层气、沼气等）、太阳能、生物质能、氢能、风能等洁净能源或可再生能源；而储能装置（ES）主要为蓄电池，还可能采用超级电容器、飞轮储能等。因此，这种发电技术是一种可利用多种能源并对环境友好的发电技术。此外，为了提高能源的利用效率和降低成本，这种发电技术往往采用冷、热、电联供（Combined Cooling、Heat and Power，CCHP）的方式，或仅采用热电联产（Combined Heat and Power，CHP或Co-generation）的形式。因此国内外也常常将这种冷、热、电等各种能源一起供应的系统称作为分布式能源系统（Distributed Energy Resource，DER），而将包括分布式能源在内的电力系统称作为分布式能源电力系统。该系统能大大提高能源利用效率、节能和多样化地利用各种清洁和可再生能源，未来分布式能源系统将会越来越广泛地应用在各种场合和被普遍接受，因而是极有发展前途的。

目前较为多见的是DG直接接入配电系统（380V或10kV配电系统，一般低于66kV电压等级）并网运行，也有直接向负荷供电而不与电力系统相连，形成独立供电系统（Stand-alone System），或形成所谓的孤岛运行的方式（Islanding Operation Mode）。有些电源容量较大（如50MW以上的燃气轮机发电机组），尽管它接在负荷附近，若它直接接入高压网（如110kV及以上），并接受电力系统调度部门的统一调度，仍属中央发电范畴，一般不再称为分布式发电（电源）。有些文献或书籍中，把与能源所在地密切相关并同样接入高压电网的大型风力发电场等排除在分布式发电的范畴之外，本篇所涉及的风电是指与配电电压等级的电网相连的风力发电，如容量较小、数量不大的风力发电系统和小型风电、光伏发电互补系统等。当DG采用并网的方式运行时，一般不需要储能系统，但采取独立（孤岛）运行的方式时，为保持小型供电系统的频率和电压的稳定，储能系统往往是必不可少的。

由于这种发电技术正处于发展过程，因此无论是国内还是国外，在概念和名词术语的叙述和采用上均比较混乱。欧洲的CIGRE WG37-33将分布式电源定义为：不受供电调度部门的控制、与77kV以下电压等级电网系统联网、容量出力在100MW以下的发电系统。英国则采用“嵌入式发电”（Embedded Generation）的术语，但文献中较少使用。此外，有的国外文献和教科书将容量更小、分布更为分散的（如小型户用屋顶太阳能光伏发电及小型户用燃料电池发电等）称为分散式发电（Dispersed Generation）。由于这种发电技术往往是相对于以往的集中式发电而言的，国内也有不论分布式发电的容量大小或分布情况如何而将其统称为分散式发电的。本篇所采用的分布式发电（DG）或分布式电源（DR）的术语，与美国IEEE Std 1547“IEEE标准：分布式电源与电力系统互联”中的定义相同。

目前，分布式发电的概念常常与可再生能源发电和热电联产的概念发生混淆，其部分原因为有时某种发电技术同时归属于上述两类或三类。图20.1-1简明地区分了上述三者的关系。

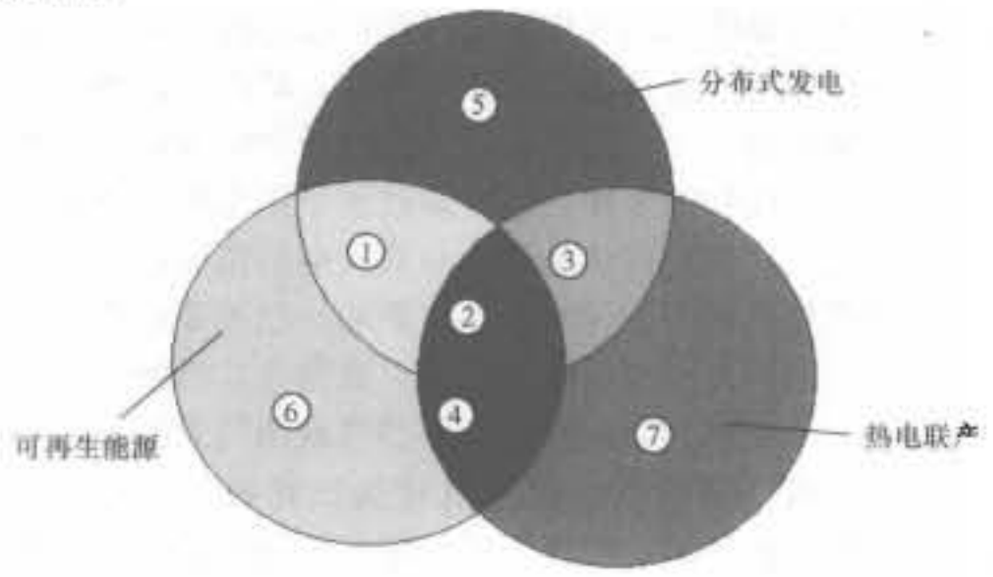


图20.1-1 分布式发电、可再生能源发电和热电联产的关系

图20.1-1中，上圆、左下圆、右下圆分别代表分布式发电、可再生能源发电和热电联产。图中①②③④为它们的交集部分，⑤⑥⑦为非交集部分。①主要包括小风电、小型太阳能光伏发电（户外或屋顶）等，它们以可再生能源作为发电的能源，但由于容量小而分散，往往以分布式电源的形式接入低压电网，一般无余热可利用；②主要为生物质能发电，包括用农村废弃物产生的沼气、城市废水处理产生的沼气、秸秆气等作燃料的内燃机（或微燃机）发电机组，或是采用直燃方式，用小型锅炉直接燃烧生物燃料，并用产生之蒸汽推动蒸汽轮机—发电机组发电。由于它们所利用的能源的能量密度较低，分布也不集中，所以发电机组的容量一般较小，且布置分散，往往只能以分布式发电的形式接入配电系统，但燃料燃烧做功后的余热可以利用，故可采取热电联产（CHP）的形式；③主要为燃天然气、煤层气的小型燃汽轮机、内燃机、微燃机发电，或以天然气为燃料的小型蒸汽轮机—发电机组发电，或以氢为燃料的燃料电池发电（发电和供热水）等，此类发电占目前分布式发电的最大部分，尽管它不采用可再生能源，但它采用天然气等洁净的能源，因此在英国、美国等天然气资源丰富的发达国家中应用十分广泛；④安装在城市附近的大型太阳能热发电（10万kW及以上）可归入此类，为了提高太阳能热发电的效率，往往要提高发电容量，由此接入输电电压等级（安装在远离城市、荒漠地区的大型太阳能发电的余热难以利用，应归入⑥，而容量较小的靠近城市的太阳能热发电可归入③）；用油田采油时附带产出的少量天然气作燃料的内燃机发电可归入⑤，因条件所限，往往发电后的余热难以利用；⑥主要包括大型水力发电、大型风力发电和大型荒漠太阳能光伏或光热发电，这种利用可再生能源发出的集中式电能，往往通过

高压输电线（110kV 及以上）接入大电网，在接入的电压等级、电网结构、容量的集中度等方面与常规的集中式电源无大区别，只是电源的发电是间隙式的、电网调度部门较难对其进行调度和控制；⑦包括直接接入高压网的大型燃煤或燃天然气的热电厂，这些电厂大多建在负荷附近，基本都以 CHP 的形式发电，余热可得到利用，但就其接入电压等级、电网结构以及与供电调度部门的关系而言，不应归入 DG 的范畴，过去国内有将此类发电计入分布式发电的数据中，造成了 DG 统计数据不准。一些大、中型的直接接入输电网的地热发电（如我国西藏羊八井地热电站），由于容量较大而直接接入高压网，其电站位置与能源所在地密切相关而无法人为地选择，且地理位置并不一定靠近用户的负荷端，一般不属于分布式发电范畴；地热发电属新能源发电范畴，因此也不属可再生能源发电范畴。

分布式发电本身并非一种全新的发电形式，过去几十年中，在一些重要的部门或场所，用户往往自行安装一些小型发电设备，作为紧急备用电源，如医院、矿山等，他们把小型柴油发电机组作为紧急事故停电时的备用电源，目的为增加供电的可靠性和安全性；也有如我国早期用作自备电厂的燃煤小热电，这些也可认为是分布式发电的范畴，由于其技术性能差或效率低下，或对环保有影响，已被逐渐淘汰或取代。目前所谓的分布式发电（电源）通常并非指燃煤自备小火力发电厂，主要为以天然气、煤层气或沼气为燃料的燃气轮机、内燃机、微型汽轮机发电和蒸汽轮机—发电机组发电，太阳能光伏发电，以天然气、氢气为燃料的燃料电池发电，生物质能发电，小型风力发电等。有的统计中包括了采用柴油发电机组的紧急备用电源，也有不将其统计在内。由于其在效率、能源多样化、环保、节能等多方面的优越性，再加上电力市场化的快速发展进程，使这种发电技术获得广泛的关注，并在某些方面获得巨大进展（燃气轮机、内燃机、微燃机发电和蒸汽轮机—发电机组发电等）。其应用范围也相当广泛，如可用于医院、疗养院、大型商厦、大学、办公楼、宾馆、体育馆等。

当分布式电源接入配电网并网运行时，在某些情况下可能对配电网产生一定的技术上的影响，因此对需要高度可靠性和高电能质量的配电网来说，对 DG 的接入是相当慎重的，特别注重 DG 所产生的一些负面影响。由此，必须对 DG 接入配电网并网运行时可能存在的问题，对配电网的当前运行和未来发展可能产生的正面或负面影响进行深入的研究，并采取适当的措施，以促进 DG 的健康发展。

2 发展分布式发电（能源）系统的意义

发展分布式发电（能源）系统的必要性和重要意义主要在于其经济性、环保和节能效益，对电网调峰、提高供电安全可靠性及解决边远地区用电等方面的作用。

2.1 经济性

有些分布式电源，如以天然气或沼气为燃料的内燃机等，发电后工质的余热可用来制热、制冷，因此能源得以合理的梯级利用，从而可提高能源的利用效率（可达 60%～90%）。此外，由于分布式发电的装机容量一般较小，其一次性投资的成本费用较低，建设周期短，投资回报的周期也较短，从而使投资回报率高，可避免类似大型发电站建设周期长带来的投资风险。靠近用户侧的安装可就近供电、供热，因此可降低网损（包括输电和配电网的网损以及热网的损耗）。

2.2 环保效益

采用天然气作燃料或以氢气、太阳能、风能为能源，可减少有害物（NO_x、SO_x、CO_2 等）的排放总量，减轻环保的压力。大量的就近供电减少了大容量远距离高电压输电线的建设，由此减少了高压输电线所产生的电磁污染，也减少了高压输电线的线路走廊和相应的征地面积，减少了对线路下树木的砍伐。

2.3 能源利用的多样性

由于分布式发电可利用多种能源，如洁净能源（天然气）、新能源（氢）和可再生能源（生物质能、风能和太阳能等），并同时为用户提供电、热、冷等多种能源应用方式，因此是节约能源、解决能源短缺、能源危机和能源安全问题的一种很好的途径，使未来的能源不再依赖日益枯竭的煤、石油等非可再生的矿物性能源。

2.4 调峰作用

夏季和冬季往往是电力负荷的高峰时期，此时如采用以天然气为燃料的燃气轮机等热、冷、电三联供系统，不但可解决冬夏季的供热与供冷的需要，同时也提供了一部分电力，由此可降低电力峰荷，起到了电力调峰的作用。此外，由于将天然气作为一种恒定的燃料源用于发电，部分解决了天然气供应时每日、不同季节峰谷差过大的问题，发挥了天然气与电力的互补作用。

2.5 安全性和可靠性

当大电网出现大面积停电事故时，具有特殊设计的分布式发电系统仍能保持正常运行。虽然有些分布式发电系统由于燃料供应问题（可能因泵站停电而使天然气供应中断）或辅机的供电问题，在大电网故障时也会暂时停止运行，但由于其系统比较简单，易于再启动，有利于大电力系统在崩溃后的黑启动，由此可提高供电的安全性和可靠性。

2.6 电力市场

分布式发电也是一种适应电力市场发展需要、由多家来办电的良好方式。

2.7 边远地区的供电

我国许多边远及农村地区远离大电网，难以从大电网向其供电，采用太阳能光伏发电、小型风力发电和生物质能发电的独立发电系统不失为一种优选的方法。

3 国内外发展状况

3.1 国外发展状况

近年来，世界各国特别是美国、日本、欧盟各国分布式发电技术的研究和应用均得到了快速的发展。

美国是最早发展分布式发电的国家之一，特别是很早就开始发展以天然气为能源的燃气轮机、内燃机和微燃机发电的热电联产系统。自 20 世纪 70 年代开始开发以来，美国已有 6000 多座分布式能源站，仅大学校园就有 200 多个采用了分布式能源站供能。美国的分布式发电的总容量占世界第一位，据世界分散式能源联盟（World Alliance for Decentralized Energy，WADE）统计，截至 2004 年底，美国分布式发电容量已达 80GW，主要为热电联产项目，大多

用于造纸、化学、炼油和食品四大工业。美国分布式发电的市场早已达10多亿美元，全球许多商用分布式发电设备是由美国提供的。美国在2003年颁布了IEEE Std. 1547-2003《关于分布式电源与电力系统互联的标准》，并通过了有关的法令，便于分布式发电系统并网运行和向电网售电，据美国分布式电力联盟(DPCA)的研究估计，未来20年中DG将占未来新增发电容量的20%，总量为几十GW。美国的电力研究院(EPRI)估计，2010年DG的市场可达2.5～5GW/年。政府有关部门提出了未来的发展目标，如2010年时，20%新建的和5%现有的商用建筑物采用热电联产技术（或冷热电联产），2020年时上述比例还将分别增至50%和15%。

日本因能源资源不足，较早的采用了分布式发电系统。如1981年在东京国立竞技场采用了以天然气为燃料的冷热电联供系统始，到20世纪末已有上千个以天然气为燃料的冷热电联供系统，总发电容量超过百万千瓦，包括民（商）用和工业应用。其中民（商）用的（数量占多数、但总容量占少数）主要用于大型商厦、医院、办公楼、旅馆等，工业中以钢铁、造纸和食品行业应用居多。图20.1-2和图20.1-3给出了2000年日本民（商）用燃气热电联产项目装机容量数（MW）和项目件数。

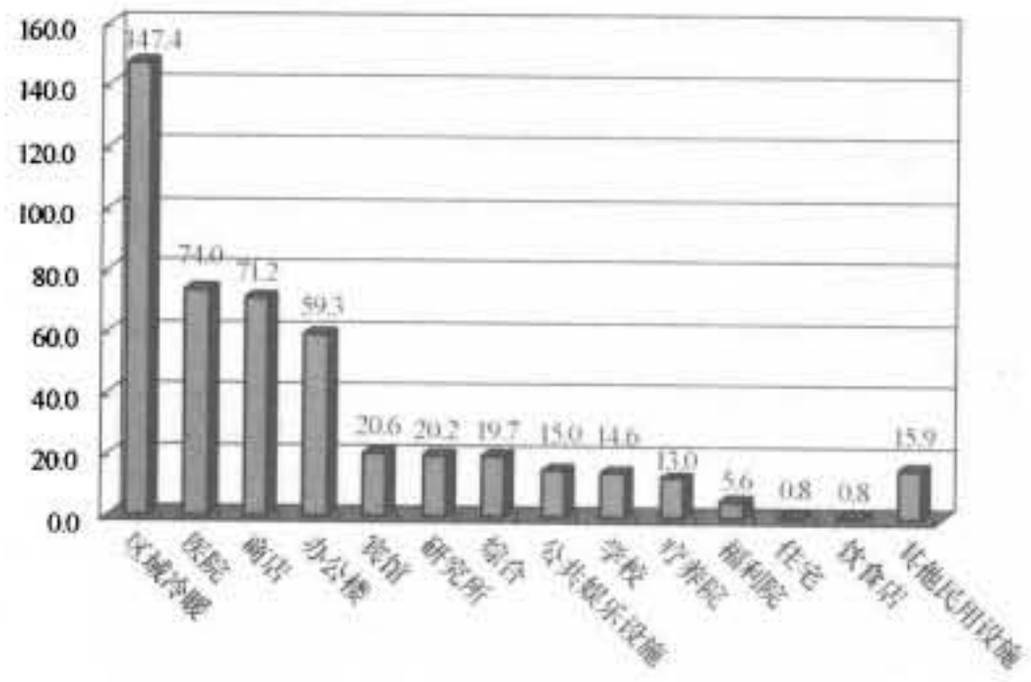


图20.1-2 2000年日本民（商）用燃气热电联产项目装机容量（MW）

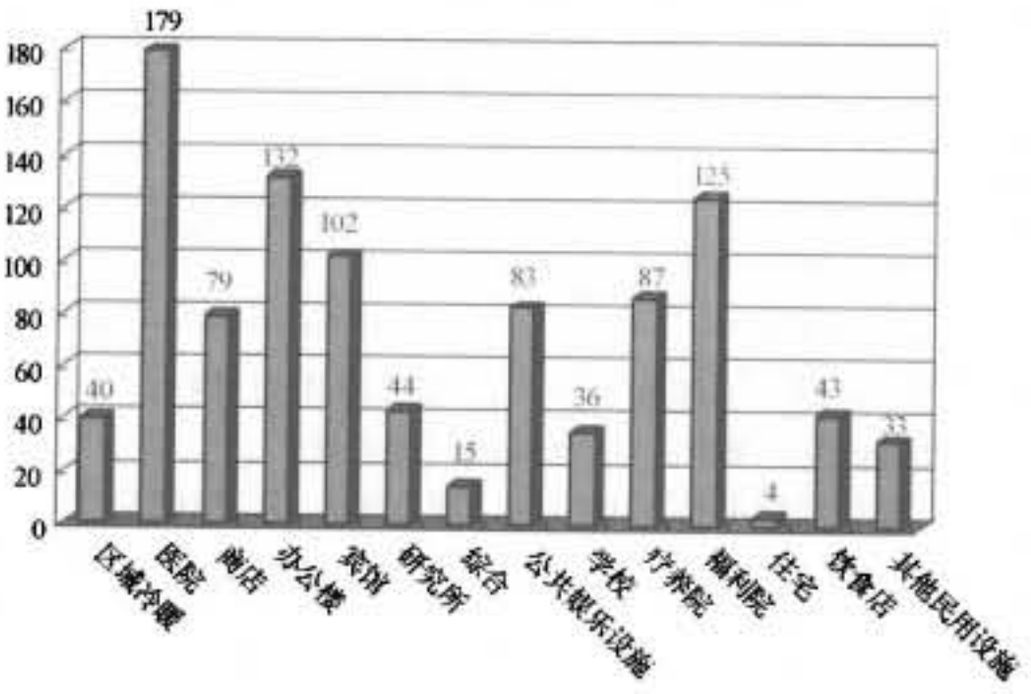


图20.1-3 2000年日本民（商）用燃气热电联产项目数量（件）

图20.1-4为截至2000年底统计的日本关西电力公司供电区域的分布式发电概况，其时分布式电源的总装机容量为290万kW，其中用蒸汽轮机推动的发电设备占62%，为最多数，其次为燃气轮机、柴油机、燃气内燃机，分别占20%、9%和7%，用太阳能、风能和燃料电池发电数量很少，只有1%。而太阳能发电指的是采用光伏发电的形式，其中98%与低压联网，94%设置于住宅内。内燃机发电与

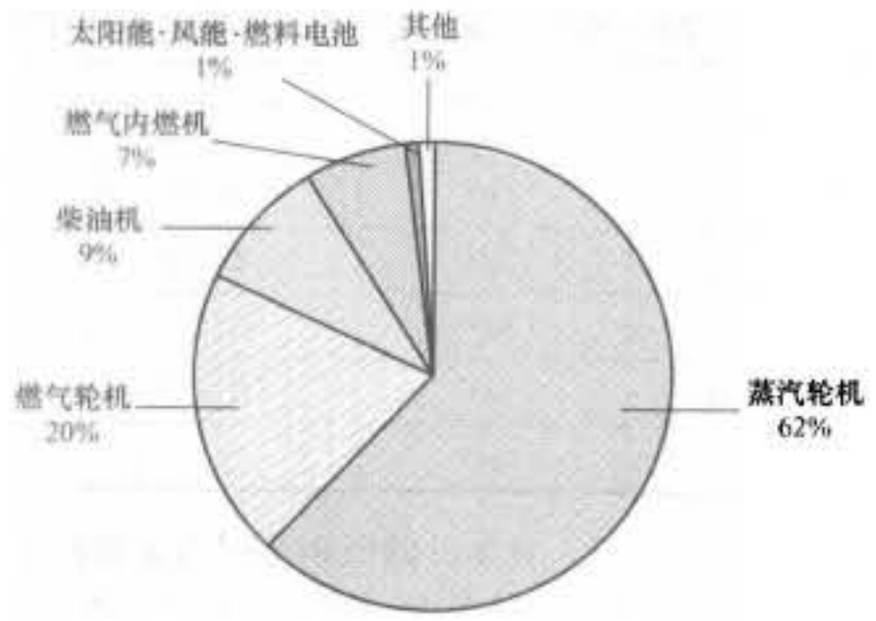


图20.1-4 日本关西电力公司供电区域的分布式发电概况

6kV电压等级配电网相联有增多的趋势。

日本十分重视分布式发电与大电网的相互关系，制定了《分布式电源系统并网技术导则》(JEAG 9701，日本电气技术规范委员会分布式电源并网专委会编，日本电气协会发行)。日本还研制了各种先进的分布式发电产品，如各种用于发电的燃料电池等。

欧盟各国也特别注意分布式发电技术的应用。丹麦从1980年起就大力发展热电联供系统，20世纪八、九十年代建设了一大批CHP项目。英国由于大量采用天然气作为发电的燃料，因此，大量发展楼宇式热电联产（BCHP），用于医院、酒店、写字楼、娱乐中心、学校、政府机构等（已有1000多套小型装置）；德国、荷兰等安装了大量热电联产的大小热电厂，并利用各种政策及采取各种措施鼓励发展。

除了上述主要利用天然气作燃料的分布式发电外，利用生物质能作能源并采用热电联产方式发电的技术是目前世界上极为热门而发展相当迅速的一种分布式发电技术。生物质能是资源最为多样化的可再生能源，所以世界上的一些先进国家都很重视这种发电方式。据有关资料，丹麦在利用生物质能作为能源的技术在世界上处于领先地位，1988年世界上第一座秸秆发电厂在丹麦投产，目前丹麦已有130座秸秆发电厂，全国5%的电力供应来自于生物质能发电。位于英国坎贝斯的生物质能发电厂装机容量为3.8万kW，是目前世界上最大的秸秆发电厂。2004年美国生物质能发电装机720万kW，约占可再生能源发电的40%，美国能源部提出了逐步提高绿色电力的发展计划，预计到2010年，美国将新增约1100万kW生物质发电装机。芬兰的生物质能发电量占本国发电量的11%。许多国家都制订了相应的发展计划。有关生物质能发电的一些统计数据参见表20.1-1。

表20.1-1 2004年世界各国生物质能发电装机容量统计

国家	中国	德国	美国	西班牙	日本	欧盟25国	发展中国家	世界总量
容量(GW)	2.3	0.9	7.2	0.3	>0.1	8	22	39

注 转引自《2005年世界可再生能源报告》。

由于非可再生能源的日益枯竭及环保制约，作为最主要的可再生能源之一的太阳能光伏发电近年来也获得了迅速的发展。近十几年来太阳能电池/组件的生产量增加很快，平均年增长率约为33%，特别是近5年的平均增长率达到43%，2004年世界光伏电池组件的年生产量达到1200MW，比2003年的年产量744MW增加了60%以上，2004年世界光伏发电的累积装机容量达到4.33GW。2004年世界各国生产的太阳能电池/组件的产量见表20.1-2。

表 20.1-2 2004 年世界各国生产的太阳能电池/组件的产量

国家	生产数量（MW）	占总量比例
日本	610	50.8%（约 1/2）
欧洲	320	26.7%（约 1/4）
美国	135	11.25%（约 1/8）
世界其他国家	135	11.25%（约 1/8）
总 计	1200	100%

由表 20.1-2 可见，日本、欧洲和美国为太阳能电池/组件的主要生产地，大部分太阳能光伏发电设备也都安装在这些国家和地区，而且大部分都以分布式发电的方式安装在屋顶及户外空旷地，目前大规模集中式太阳能光伏发电数量很少。

表 20.1-3 为 1999～2004 年世界各类太阳能电池产量的百分比统计数据。

表 20.1-3 1999～2004 年世界各类太阳能电池产量百分比 %

电池种类	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年
单晶硅	40.8	37.4	34.6	36.4	32.2	36.2
多晶硅	42.1	48.2	50.2	51.6	57.2	54.7
多晶硅薄膜	4.1	4.3	5.6	4.6	4.4	3.3
非晶硅薄膜	12.3	9.6	8.9	6.4	4.5	4.4
碲化镉（CdTe）	0.5	0.3	0.5	0.7	1.1	1.1
硒铟铜（CIS）	0.2	0.2	0.2	0.2	0.6	0.4

注 摘引自 M. Schmela, J. Siemer, Wachstun um die Wette, Photon Das Solarstrum Magazin, 4/2005。

由表 20.1-3 可见，目前太阳能电池中硅材料的太阳能电池占主导地位，特别是晶体硅太阳能电池在 2004 年时占了 94%，其中单晶硅占 36.2%、多晶硅占 54.7%。这一方面是由于非晶硅薄膜电池从 1999 年的 12.3%降到 2004 年的 4.4%，另一方面其他几种薄膜电池的发展也比较缓慢，比例数大致保持不变，因此以晶体硅做太阳能电池主要材料的状况还将维持相当长时间。

德国是近年来世界上太阳能光伏发电安装最多的国家，仅 2005 年一年，新安装的太阳能光伏发电容量就达 60 万 kW，使其太阳能光伏发电的总装机容量达到 150 万 kW，其中 40%为小型家庭户用式（1～10kWp，Wp—峰瓦）光伏系统，50%为多户家庭住宅、公众与社会建筑、农场、商业、厂房等中型（10～1000kWp）光伏系统，10%为大型地面安装式（大于 1MW）光伏系统，总共安装了 20 万套系统，其中 98%为并网系统。2006 年安装了 60 多万 kW，约占世界新装 PV 总量的 40%以上。

根据世界分散式能源联盟（WADE）统计，截至 2004 年底，世界各国的分布式发电占各国发电的比例见表 20.1-4（不包括太阳能光伏发电）。

表 20.1-4 2004 年底世界各国 DG 装机及发电量占总装机和总发电量的比例

序 号	国 家	总装机容量（GW）	DG 总容量（GW）	DG 占总装机容量百分比（%）	总发电量（TWh）	DG 总发电量（TWh）	DG 占总发电量百分比（%）
1	美国	1031.7	80.0	7.8	3945.6	160.3	4.1
2	英国	78.5	4.9	6.2	376.8	24.4	6.4
3	日本	268.0	36.0	13.4	1094.0	174.0	15.9
4	印度	112.0	5.2	4.6	535.0	16.5	3.1
5	德国	115.0	22.8	19.8	560.0	100.8	18.0
6	法国	105.9	7.0	6.6	542.3	26.6	4.9
7	加拿大	117.0	14.0	12.0	580.0	65.0	11.0
8	巴西	88.7	3.5	3.9	350.0	11.5	3.3
9	阿根廷	23.8	0.5	2.1	94.8	1.8	1.9

由表 20.1-4 可见，目前世界各国的分布式发电总量占其总发电量的比例还不是很大，除了日本和德国外，一般不超过 10%。这里要说明的是，由于 DG 的定义各国有差别，且 DG 发电机组容量小、数量多，准确统计有一定的难度，上表中的数据与各国自己统计的数据可能会有不同。另据 WADE 估计，目前全世界 DG 的份额从 2002 年的 7.0% 增加到 2004 年的 7.2%，并且还有继续增加的趋势。

3.2 国内发展状况

我国分布式发电系统的应用刚刚起步。20 世纪末和本世纪初，在边远地区建成一些小型光伏发电和风力发电互补的小规模独立发电系统。近十来年中，先后在上海、北京、广州等地建成了几十个用于城市的主要采用以天然气为燃料，以燃气轮机、内燃机和微燃机为发电动力设备的热电联产分布式发电系统。另外还有相当数量的 DG 是采用将生物质作为燃料的（如榨完蔗糖后的甘蔗渣作为燃料）、用锅炉直接燃烧的蒸汽轮机—发电机组发电系统。

上海黄浦中心医院的 1000kW Solar－20 柴油燃气轮机热电联产系统于 1998 年建成，是较早建成的分布式发电系统。但因设计不合理、设备容量过大而与用户实际负荷不匹配、以天然气为能源的发电成本过高以致用户难以承受等原因，该设备目前已停运。上海浦东国际机场在 2000 年投入了一套 4000kW 的 Solar 型天然气燃气轮机为动力的冷热电联产的发电系统，并采用一台 9.7t/h 的余热锅炉，将燃气轮机排出的高温废烟气用于产生 0.9MPa 的饱和蒸汽，蒸汽量不足时，还可使用 110t/h 的辅助燃气锅炉进行补充燃烧，热蒸汽还作为动力源用于 6000Rt 蒸汽溴化锂吸收式制冷机，另外还有 18 400Rt 的电制冷机组，总冷量为 24 400Rt，以给航站楼、综合办公室、配餐中心等地用做冷热源，所以它是一个冷热电联供系统。由于系统较大，也较为复杂，整套

设备中还包括软化水处理装置、除氧器、水泵、空压机、水箱、凝结水回收装置等许多大型发电机组具有的各种辅助设备，因而在机场附近建设了一个能源供应中心，将这些设备安放在该中心，并有几十个操作人员换班运行。该套系统是“以热定电”的，即热量与冷量完全能满足机场的需要，但电量只能满足部分需要。设备的使用由用户单位控制，起停也较为频繁，往往在用电高峰期电价较贵时，机组投入运行，晚上电价较低处于谷段时停机，由此体现出其综合的经济性能，综合效率可达80%以上，但也同时使系统的运行复杂化。该套设备为目前上海市运行较为典型的DG系统，至今运行正常、良好。上海闵行医院的一台400kW天然气内燃机DG系统于2003年安装完毕，由于机组本身的一些技术问题、天然气价格问题、并网问题等种种原因目前尚未投入运行。

安装在北京燃气集团公司办公大楼地下室的冷热电联产（CCHP）系统选用了美国卡特彼勒公司（Caterpillar）生产的两台天然气内燃机发电机组，一台为发电容量480kW的G3508型发电机组，另一台为发电容量725kW的G3512型发电机组，机端输出电压为400V，可直接向380V负荷供三相交流电。系统还选用了我国远大公司生产的两台余热型直燃式溴化锂冷温水机组，一台为额定制冷量1163kW的BZ100型余热直燃机组，另一台为额定制冷量2326kW的BZ200型余热直燃机组，它们能提供60～50℃的热水和7～12℃的冷水。该系统的平均发电效率可达32%，平均综合能源利用率可达85%以上。该系统于2004年投入试运行后基本情况良好，但因有些并网问题尚未完全解决，目前尚未与供电公司的10kV配电网并网运行。从试运行的情况看，因该系统属孤立运行的小系统，曾出现过因大风机启动造成全系统停运的情况，且正常离网运行时的频率变化范围在49.6～50.4Hz间，也比大电力系统中的正常频率（一般在49.8～50.2Hz）波动范围大。目前也已配备了UPS设备，以减小系统电压和频率的波动及维持系统稳定运行。系统中的一些电能质量问题，如谐波等，也有待于解决。北京软件园区的DG系统正在安装，不久将投入试运；北京国际生命园区的DG系统正处于立项过程中；还有一些项目也在规划中（具体项目见表20.1-5～表20.1-7）。

我国政府对分布式发电及能源系统在我国的发展给予了高度的关注，并积极予以推进，国家发展和改革委员会正在组织编写《关于分布式能源发展的指导意见》。一些地方政府部门，如上海市发展和改革委员会作了大量的组织和推动工作。一些科研单位、高校、供电部门、发电集团公司等，如中国科学院、中国电力科学研究院、清华大学、安徽合肥工业大学、浙江大学、北京供电公司、北京燃气集团有限责任公司、华电集团工程公司、上海电力公司等正在开展这方面的研究和工程的实施。此外，还开始了对DG的模型研究、DG并网技术研究、储能产品的开发等。但由于我国目前尚无有关分布式发电的能源法规和并网运行规程，再加上资源、电价、可用设备、经济、技术和电力市场化等方面的制约，因而DG的进展并不理想。由于目前我国的分布式发电大多仍是以天然气或沼气为主要能源，采用燃气轮机、内燃机和微燃机为主设备的系统，以下表20.1-5～表20.1-7主要列出了上海、北京和广东地区的分布式发电工程（一些太阳能光伏发电工程未列入）。

表20.1-5　　上海地区分布式发电三联供项目

序号	项目地点	设备情况	备注
1	上海黄浦中心医院	1台1000kW美国Solar公司Saturn T1501型燃气轮机，1台3.3t/h余热蒸汽锅炉	1998年投入运行，现已停运
2	上海浦东机场	1台4000kW Solar天然气燃气轮机，1台9.7t/h余热蒸汽锅炉	2000年投入运行
3	上海闵行医院	1台400kW G500型英国坚泰燃气内燃机，1台300kg/h余热蒸汽锅炉（+70℃热水50t/h）	2004年投入运行
4	上海理工大学	1台60kW Capstone燃气微燃机，1台15万大卡余热直燃机	正在进行施工图设计
5	上海舒雅良子健康休闲中心	2台往复式内燃机HIW-260型，168kW，余热锅炉2台供65℃热水	已投入运行
6	上海锦虎电子配件有限公司	2×1000kW燃气机	可研阶段

表20.1-6　　北京地区分布式发电三联供项目

序号	项目地点	设备情况	备注
1	北京市燃气集团监控中心	1台480kW+1台725kW燃气内燃机，1台BZ100型+1台BZ200型余热直燃机	2004年投入运行，未并网运行
2	北京燃气次渠站综合楼	1台80kW宝曼（Bowman）燃气微燃机，1台20万大卡余热直燃气	2003年投入运行
3	北京中关村软件园	Solar公司的1台1200kW燃气轮机，1台250万大卡余热直燃机	正在施工中
4	北京高碑店污水处理厂沼气热电站	一期：4台513kW美国6GTLB型沼气内燃机； 二期：3台652kW奥地利JMS316GS型沼气内燃机	1995年投入运行，已并网运行

表20.1-7　　广东地区分布式发电三联供项目

序号	项目地点	设备情况	备注
1	广东东莞鞋厂	11台102kW柴油内燃机，11台0.5t/h蒸汽锅炉	已投入运行
2	广东铝业集团	1台725kW重油内燃机，1台bz200型余热直燃气	已投入运行
3	广州某药业集团	Solar公司的Saturn20小型燃机1台，3.5t/h燃油炉（1台备用），4t/h余热锅炉	规划设计中

续表

序 号	项目地点	设 备 情 况	备 注
4	广州大学城	2×78MW（由华电工程集团公司、法国达尔凯公司等组织建设）	2006 年 8 月立项建设
5	深圳龙岗区燃机改造热电联产	2×5000kW 燃机电站改造热电联产，对外供热制冷，提高经济效益	可研论证阶段

我国的太阳能光伏发电自 20 世纪八、九十年代以来，主要用于大电网难以向其供电的西藏、青海等边远少数民族农牧民地区。如 1989～2001 年在海拔 4500m 以上的“世界屋脊”西藏建设了 25～100kW 的县级光伏电站 7 座，总功率达 420kW。2000 年在西藏阿里地区实施了“科技之光”项目，3 年时间在 38 个无电乡建成了 50 多座小型光伏电站，总装机容量约 600kW，几万户牧民用上了电。2002～2004 年国家实施的“送电到乡”工程，在西部 7 个省区、632 个无电乡建设太阳能光伏发电站和风光混合发电站 713 座，光伏电池总功率达 20MW。21 世纪以来逐步向城市转移，建成的屋顶光伏发电站有深圳的 1MW、北京的 300kW、140kW、100kW 等多座并网型小型分布式发电系统。尽管太阳能光伏发电的成本和电价都较贵，但由于这种技术已基本成熟，再加上我国的可再生能源法自 2006 年 1 月 1 日起正式实施，预计该技术会得到快速发展，并逐渐成为分布式发电的主要技术之一。

我国在生物质能发电方面虽然起步较晚，但发展较快。国家发展和改革委员会已将生物质能发电工程列为国家级示范项目，2004 年批准了三个生物质能发电商业化示范工程。据有关专家估计，未来几年我国每年秸秆资源的可获得量为 3.5～3.7 亿 t，相当于 1.7 亿 t 标煤，如能利用则将创造巨大经济效益。在国内生物质发电处于领先地位的国能生物发电有限公司从丹麦引进了生物质直燃发电技术，现已建成 4 个直燃机组，并已全部并网发电，在建项目有 10 余个，2007 年新开工项目有 15 个，该公司计划到 2010 年时投产 160 台 12～30MW 机组，总容量达 2000MW。我国已制订了相应的发展目标，据有关方面预测，至 2010 年，我国生物质能发电装机容量将达到 550 万 kW，2020 年将达到 3 万 kW。

目前生物质能发电的最大问题是资源的收集，由于这种资源的能量密度较低，因此秸秆收集的运输成本占发电成本的比例较大。此外，在发展该项技术时还须注意其所产生的二次污染物（如焦油）等对环境的污染。

沼气也是另一种主要的生物质能源。我国农村的农户沼气池从 20 世纪 70 年代发展到 2003 年底已有 1289 万户，但大多是用作农户炊事不用作发电。至 2003 年年底，大中型沼气工程已达 2355 处，其中处理农业有机废物 2124 处，处理工业有机废物 231 处，年产沼气 1.84 亿 m^3，但大中型沼气工程应用于发电的不多，据北京、河北等几个省市不完全统计，估计只有 100 多处。有些糖厂、柠檬酸厂、酒厂、垃圾填埋场、城市污水处理厂等建有沼气发电站，有的容量达 1000kW，效益相当好。如我国山东潍坊市潍坊汇源实业公司下属的柠檬酸厂安装了 8 台山东胜动集团公司生产的 500kW 沼气内燃机发电机组，总计容量为 4MW。利用了柠檬酸生产过程中所排出的副产品沼气用于发电，直接经济效益显著，1～2 年就可收回沼气电站的建设投资，既节约了能源，又保护了环境。预计今后我国生物质能发电会有较快发展。

据有关专家估计，至 2004 年年底，我国分布式发电总装机容量大约为 3.7GW 左右，其中一部分（约为 2GW）是以制蔗糖的甘蔗废渣为燃料的蒸汽轮机发电，一部分为以天然气、沼气等为燃料的燃气轮机、内燃机和微燃机发电，太阳能光伏发电约 50～60MW，以氢气为燃料的燃料电池发电尚处于实验室阶段，几乎无工业性应用（仅有少量的试验性电动汽车）。DG 的总装机容量占我国发电总装机容量不到 1%，远低于其他发展中国家，因此，应大大地加快 DG 在我国的发展步伐。2005 年 2 月出台的《可再生能源法》已于 2006 年 1 月 1 日正式实施，这为加快分布式发电的发展奠定了良好的法规和政策基础，如上海市发展和改革委员会预测，今后 5～10 年，上海市的 DG 将有 500MW 左右的发展潜力。我国可再生能源发电规划中，2010 年时的生物质能发电规模约为 5500MW，其中绝大部分为分布式发电。可以预计，在未来几年中 DG 在中国将会有较快发展。

第2章 分布式发电技术

1 燃气轮机、内燃机、微燃机发电技术

以天然气、煤层气或沼气等为常用燃料的，以燃气轮机（Gas Turbine 或称 Combustion Turbine）、内燃机（Gas Engine 或称 Internal Combustion Reciprocating Engines）和微燃机（Micro-turbine）等为发电动力的发电系统（见图 20.2-1～图 20.2-3）。

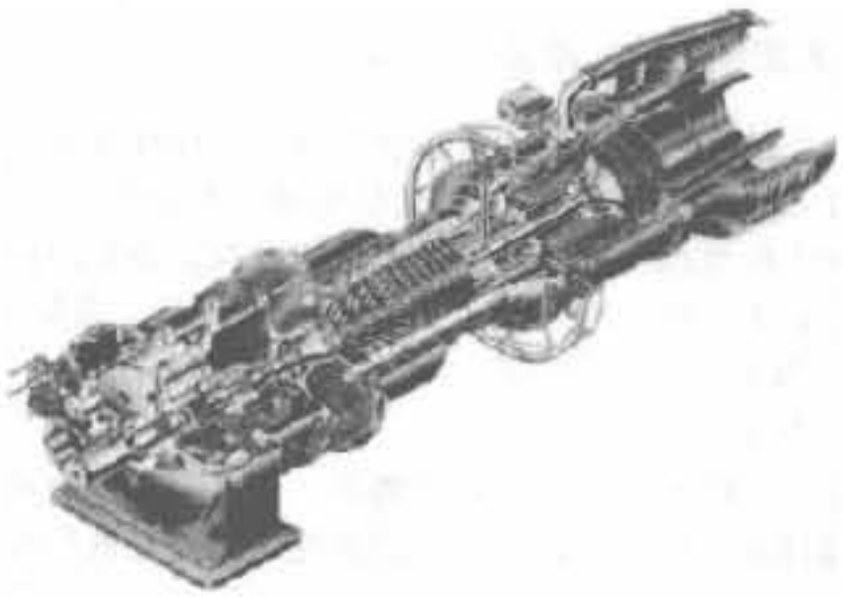


图 20.2-1 燃气轮机



图 20.2-2 内燃机



图 20.2-3 微燃机

1.1 燃气轮机

燃气轮机由压缩机、燃烧室和涡轮发电机组组成。它可以利用天然气、高炉煤气、煤层气、馏出燃料等作为其燃料，由于有些燃料对燃气轮机部件的腐蚀和对环保的影响限制了它们的使用。燃气轮机是将燃料燃烧时释放出来的热量转换为旋转的动能，再转化为电能输出以供应用。

燃气轮机有轻型燃气轮机和重型燃气轮机两种类型。轻型燃气轮机为航空发动机的转型，优点是装机快、体积小、启动快、快速反应性能好、简单循环效率高，适合在电网中调峰、调节或应急备用。重型燃气轮机为工业型燃机，优点是运行可靠、排烟温度高、联合循环效率高，主要用于联合循环发电、热电联产。

燃气轮机技术十分成熟，其性能的改进也在逐步完善。各部件的功效决定了其性能的优劣，某个部件的细小改进对整个系统的效率都会有影响。由于对燃气轮机部件的改进，已将整个系统的效率从 1950 年的 25%提高到现在的 35%～38%。影响燃气轮机效率和性能的因素主要为压缩机和涡轮入口处的运行温度、压力比及压缩机、涡轮段的空气动力效率。一般大容量的燃气轮机（如 30MW 以上）的效率较高，即使无回热利用效率也可达 40%。

燃气轮机发电已广泛实现能量的综合利用，循环方式多样化，特别是燃气—蒸汽联合循环发电技术更为完善，出现了燃气、蒸汽集于一体的单轴机组，装置净效率已提高到 58%～60%。这种联合循环式燃气轮机因具有更高的效率而得到日益广泛的应用，但其主要缺点是由于利用燃气余热的蒸汽轮机具有凝汽器、真空泵、冷却水系统等，使结构趋于复杂，因此容量小于 10MW 的燃气轮机往往不采用燃气—蒸汽联合循环的发电方式。

燃气轮机发电的优点有：每兆瓦的输出成本较低，效率高，单机容量大，安装迅速，只需几个月时间，排放污染小，启动快，运行成本低，寿命周期较长。

目前，以天然气为燃料的燃气轮机应用极其广泛。燃气轮机发电已是电力结构中的重要部分，在新增发电容量中更占主要份额，世界上已安装成千上万台。

1.2 内燃机

内燃机的工作原理是将燃料与压缩空气混合，点火燃烧，使其推动活塞做功，通过气缸连杆和曲轴驱动发电机发电。

由于较低的初期投资，在容量低于 5MW 的发电系统中，柴油发电机占据了主导地位。然而随着对排气越来越严格的要求，天然气内燃机市场占有量也在稳步提升，其性能也在逐步提高。在效率方面，在相同排量和转速的条件下，柴油发电机有较高的压缩比，因而具有更高的发电效率。天然气内燃机发电机组对瞬时负荷的反应能力较差，却能够较好的对恒定负荷供电。柴油发电机由于其较高的功率密度，在同样的输出功率下，比天然气内燃发电机体积更小，对于相同的输出功率柴油发电机比天然气内燃发电机更经济。然而，由于在产生相同热量的情况下，天然气较柴油便宜，因此对于恒定大负荷系统，包括初期投资和运行费用在内，使用天然气发电机可能会更经济。尽管天然气内燃发电机的效率没有柴油发电机高，但在热电联供系统中却有更高的效率，可以达到 90%；而柴油发电机只有 85%。

在电力系统中，各种燃料类型的内燃机，发电效率在 34%～41%之间，热效率在 40%～50%之间，因此在热电联供系统中的总效率可以达到 90%。

在分布式发电系统中，内燃机发电技术是较为成熟的一种。它的优点包括初期投资较低，效率较高，适合间歇性操

作，且对于热电联供系统有较高的排气温度等。另外，内燃机的后期维护费用也相对低廉。目前，往复式发电技术在低于 5MW 的分布式发电系统中很有发展前景，它在分布式系统中的安装成本大约是集中发电的 1/2。除了较低的初期成本和较低的生命周期运营费用外，它具有更高的运行适应性。

目前，内燃机发电广泛应用在燃气、电力、供水、制造业、医院、教育以及通信等行业。

1.3 微燃机

微燃机是指发电功率在几百 kW 以内的（通常为 100～200kW 以下），以天然气、甲烷、汽油、柴油为燃料的小功率燃气轮机。微燃机与燃气轮机的区别主要有以下四点：

(1) 微燃机输出功率较小，其轴净输出功率一般低于 200kW。

(2) 微燃机使用单级压气机和单级径流涡轮。

(3) 微燃机的压比是 3∶1～4∶1，而不是燃气轮机的 13∶1～15∶1。

(4) 微燃机转子与发电机转子同轴，且尺寸较小。

微燃机发电系统由燃料系统、涡轮发电系统和电力电子控制系统组成。助燃用的洁净空气通过高压空气压缩机加压（同时加热）到高温高压，然后进入燃烧室与燃料混合燃烧，燃烧后的高温高压气体到涡轮机中膨胀做功，驱动发电机，发电机随转轴以很高的速度旋转（可达 5 万～10 万 r/min），从而产生高频交流电，再利用电力电子装置，将高频交流电通过整流器转换为直流电，经逆变器将直流电转换为工频交流电。

微燃机的发电系统有简单循环、回热循环和热电联产热力循环等。简单循环的微燃机采用单轴或双轴系统，其尾气不加利用，直接向大气排放；回热循环是增加了对高温尾气的利用，通过回热器，将排放的高温尾气对燃烧室内的压缩空气进行预热，提高了整个系统的热效率；热电联产热力循环是在回热循环中加入一个换热器，用以进一步利用在回热器中已经利用过的高温尾气的余热。不带回热器的微燃机效率小于 20%，而带回热器的微燃机效率为 30%，热电联产的效率可以达到 80%。

微燃机的技术主要包括高转速的涡轮转子、高效紧凑的回热器、无液体滑油的空气润滑轴承、微型无绕线磁性材料发电机转子、低污染燃烧技术、高温高强度材料，以及可变频交直流转换的输电控制技术等。

微燃机可长时间工作，且仅需很少的维护量，可满足客户基本负荷的需求，也可作为备用调峰以及用于废热发电装置。另外，微燃机体积小，质量轻，结构简单，安装方便，发电效率高，燃料适应性强，低燃料消耗率，噪声低、振动小，环保性好，使用灵活，启动快，运行维护简单。基于以上这些优势，微燃机正在得到越来越多的应用。

2 太阳能光伏（Photo-Voltaic）发电技术

2.1 太阳能光伏发电

太阳能光伏发电是一种将太阳光辐射能通过光伏效应、经太阳能电池直接转换为电能的发电技术，它向负载直接提供直流电或经逆变器将直流电转变成交流电供人们使用。太阳能光伏发电系统除了其核心部件——太阳能光伏电池、电池组件、电池阵列外，往往还有能量变换、控制与保护、能量储存等环节。光伏发电技术经多年发展，目前已获得很大进展，已有商业化光伏发电产品，并在多方面获得应用，目前用于发电系统的光伏发电技术大多为小规模、分散式独立发电系统或中小规模并网式光伏发电系统，基本上均属分布式发电的范畴。由于光伏发电系统的建设成本至今仍然很高，电池组件售价约为 3～3.5 美元/Wp，并仅占光伏发电系统总成本的 50%～70%，约相当于我国目前煤炭发电建设成本的 10 倍；发电效率也有待提高，目前商业化单晶硅和多晶硅的电池效率约为 13%～17%（薄膜型太阳能电池的效率为 7%～10%）；再加上制造规模小、市场售价高、认知程度低、缺乏激励政策及相应的并网规程和标准等，这些因素影响了目前太阳能光伏发电技术的大规模应用。但基于太阳能发电是在白天发电，它所发出的电力与负荷的最大电力需求有很好的相关性，因此它有 kW 价值，即具有一定的替代电源的效果，再加上地球上太阳能的巨大数量，今后太阳能发电技术必将获得大量应用。

2.2 太阳能电池与组件

太阳能光伏发电的能量转换部件，即这种发电系统的核心部件，为太阳能电池或称光伏电池。按材料、结构等划分，太阳能电池有许多种类，但目前已有商业化应用或实验室研究较为成熟的太阳能电池有单晶硅电池、多晶硅电池、非晶硅薄膜太阳能电池、碲化镉（CdTe）电池、硒铟铜（CIS）电池等。

单晶硅电池因其转换效率最高，且其原料多为从半导体产业器件加工中退出的产品，因此能以相对较低的成本来生产，长期以来一直占领最大的市场份额，1999 年后市场份额有所下降。但 2004 年单晶硅电池在市场中的份额反而有所上升，原因之一是单晶硅更容易向超薄片电池工艺路线发展，由于它的制造厚度目前已减薄到 200～300μm，并可发展到 100μm 左右甚至更薄，这样可大大节约原材料，降低成本和售价。另一原因是近几年因高纯多晶硅原料紧缺，使单晶硅电池的比例又有所上升。德国已能在实验室制造出 40μm 厚、效率为 20%的单晶硅电池。但在商业化制造时还须考虑强度，太薄的电池往往易脆裂。单晶硅电池的实验室转换效率目前可达 24.7%。

尽管多晶硅的转换效率通常要比单晶硅低 2%～5%，且电学、力学、光学性能一致性不如单晶硅电池、但它制造相对容易。作为原料的高纯硅不是拉成单晶，而是熔化后浇铸成正方形的硅锭，用多晶硅浇铸炉可一次得到 270kg 的多晶硅锭，用线锯可将硅锭切成 100～150mm 不同规格的硅砖，再通过多线切割可得到各种尺寸的多晶硅片。如此，生产工艺简单，适合于大规模生产，近几年多晶硅电池的产量和市场占有率均上升至第一位。近年来，我国新建的产量列前几位的大型太阳能电池生产厂家，如无锡尚德和保定天威英利集团公司均生产多晶硅电池。

非晶硅薄膜太阳能电池（α-Si）是以硅烷、硼烷和磷烷等为原材料、通常采用化学气相沉积法制作而成的，基片采用玻璃、特种塑料、陶瓷甚至不锈钢作为衬底材料。由于非晶硅材料的本征吸收系数很大，比晶体硅大近一个数量级，1μm 厚度的材料就能充分吸收太阳光，厚度不足晶体硅的百分之一，再加上可直接沉积出薄膜，无切割损失，因此可明显节省昂贵的半导体材料，非常适用于制成薄膜型，普遍地应用于电子消费产品，如手表、计算器等。此外电池的 PIN 结是在 200℃左右的温度下制造的，比晶体硅 800～1000℃的高温制造低得多，生产时的能源消耗少。但非晶硅的光暗（Light-Dark）电导率会随光照时间加长而减少，这是一种光致亚稳态变化效应，即光照使材料产生悬挂键等亚

稳缺陷，所以效率的稳定性差。这种现象首先由 Stabler 和 Wronski 发现，因此称为 S-W 效应。曾经有研究机构对此进行过曝光测试，结果发现电池输出功率的下降与光照度的平方有关，而与温度无关。经过 7 年的曝光，输出功率下降到原来的 75%。尽管非晶硅薄膜电池是至今最为成功的薄膜型太阳能电池，但它的市场份额从 1996 年的 12%降为 2004 年的 4%（2004 年的产量约为 50MW），之所以不能大规模使用的主要原因还是 S-W 效应，即光致衰减效应。它的商品化产品效率多在 5%～7%，而实验室的最高效率可达 13%～15%。非晶硅薄膜电池主要通过双结和三结叠层电池克服衰降、提高效率和稳定性的。总之，目前非晶硅薄膜太阳能电池在消费品和建筑材料方面得到较多的应用。由于它很薄，因此半透明的光伏组件可用于门窗和天窗等，如果今后用作发电和建筑一体化材料，是很有发展前途的。

多晶硅薄膜太阳能电池（Poly-Si）没有非晶硅薄膜太阳能电池的光致衰减效应，目前实验室的效率已达 16%，薄膜厚度也只有几个微米，仅为晶体硅电池厚度的 3%左右，所以它既有节省硅的原料用量和简化制造工艺的特点，又具有晶体硅电池转换效率高和稳定性能好的优点。多晶硅薄膜可在 600℃以下的低温沉积，此时衬底材料可用玻璃甚至塑料类的柔性材料。但低温沉积的薄膜晶粒尺寸较小，产品效率低，无法获得 10%～15%的效率，只有采用 1000℃左右的高温沉积，使晶粒尺寸大于 100nm 时，才可获得上述效率。但在 1000℃的高温下生长形成多晶硅薄膜，能源消耗大，且还须选择耐高温的衬底材料。因此上述高、低温的制备方法各有优缺点。有些专家认为，多晶硅薄膜太阳能电池很可能成为 21 世纪最有发展前途的薄膜型太阳能电池之一。

另外，碲化镉（CdTe）薄膜电池的实验室效率已达 16.4%，硒铟铜（CIS）薄膜电池的实验室效率已达 19.2%，它们都已建有电池效率约 10%的中试规模生产线，但均未达到商业化的应用程度 。值得注意的是镉（Cd）是有剧毒的重金属，其化合物也是有毒的，如何处理生产过程中产生的和废弃物中的有害物质对环境的污染成为制约其发展的关键。有限的铟资源成为制约硒铟铜（CIS）薄膜电池发展的瓶颈。

由于太阳能电池本身易碎，直接暴露在空气中其效率也会受气候条件的影响，因此一般均用环氧树脂胶封、层压封装、硅胶封装等不同的封装材料和工艺，再加上电池的串并联，将太阳能电池封装成组件形式供用户使用。封装过程是太阳能电池制造中的一个关键过程，封装成本约占组件成本的 1/3，不同的封装材料和工艺对太阳能电池的性能和寿命等会有一定的影响，该项技术正在不断地进步。

2.3　太阳能光伏发电系统

单个太阳能电池的输出电流、电压和功率只有几安培、几伏特和几瓦，即使组装成组件，将电池串联、并联起来，输出功率也不大，使用时往往将多个组件组合在一起，形成所谓的模块化太阳能电池阵列。

光伏发电具有不需燃料、环境友好、无转动部件、维护简单、维护费用低、由模块组成、可根据需要构成及扩大规模等突出优点，其应用范围十分广阔，遍及各行各业，受到普遍欢迎，如可用于太空航空器、通信系统、微波中继站、光伏水泵、边远地区的无电缺电区、城市屋顶光伏发电系统等。由于太阳光辐射的不连续及不稳定性及光伏电池直接输出的为直流，作为电源并构成发电系统，除光伏电池组件或阵列外，还应包括电能储存（蓄电池）、控制器、逆变器、电缆线路、负载及监控测量系统等，才能使光电得到有效的利用。由太阳能电池阵列、控制器、储能元件（蓄电池等）、直流—交流逆变器、配电设备和电缆等组成了光伏发电系统，如图 20.2-4 所示。

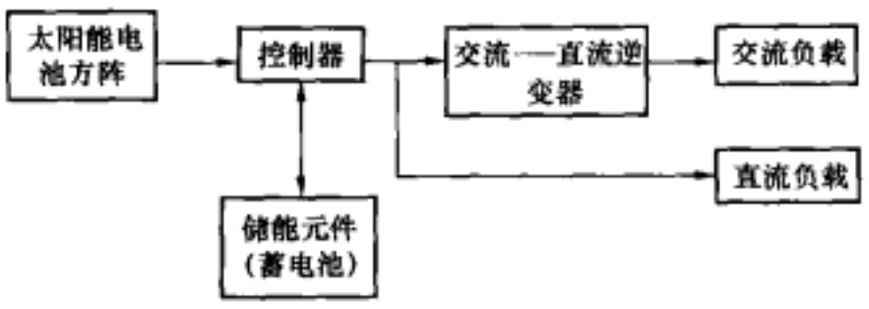


图 20.2-4　太阳能光伏发电系统示意图

一般可将光伏发电系统分为小规模分散式独立供电系统和中小规模并网发电系统，还有与小风电和柴油发电机等构成混合供电系统的。对于并网系统可不用蓄电池等储能元件，但独立供电系统储能元件是不可缺少的。因此光伏发电系统的各部分的作用和功能对不同系统而言不完全相同。

2.3.1　控制器

控制器的作用是对蓄电池的充放电过程进行控制，并保护蓄电池以免过充和过放，同时还要按照负载的需求，控制太阳能电池组件和蓄电池对负载的电能输出。按照不同的充放电过程控制要求，有旁路型、串联型、脉宽调制型、最大功率跟踪型、智能型等多种类型的控制器。

2.3.2　蓄电池

目前我国太阳能光伏发电系统配套使用的储能元件基本上为蓄电池，且大多用价格较为低廉的铅酸蓄电池，特别是阀控式密封铅酸蓄电池。太阳能光伏发电系统对蓄电池的基本技术性能要求为：循环使用寿命长、充电效率高、自放电率低、深度放电能力强、少维护或免维护、工作温度范围宽。此外对电池的工作电压、工作电流、内阻和输出能量等也有一定的要求。目前一般蓄电池的深度充放电次数仅为数千小时，在光伏发电系统中相对寿命较短，须定期更换。

2.3.3　逆变器

在光伏发电系统，如有交流负载，就需用逆变设备，将太阳能电池组件（或阵列）产生的直流电或蓄电池释放的直流电转化为负载需要的交流电。光伏发电独立运行系统所用的逆变器与并网系统所用的逆变器有所不同。前者中逆变器的输入为蓄电池的放电输出，故输入电压有恒压源的特性，逆变器的结构为电压型桥式逆变器。常常采用脉宽调制技术（PWM）对逆变器的输出波形进行调制。

3　燃料电池（Fuel Cell）发电技术

燃料电池主要包括：碱性燃料电池、质子交换膜燃料电池、磷酸燃料电池、熔融碳酸盐燃料电池、固体氧化物燃料电池等，燃料电池的分类及特性见表 20.2-1。

表 20.2-1　燃料电池的分类及特性

电池类型	碱性燃料电池	质子交换膜燃料电池	磷酸燃料电池	熔融碳酸盐燃料电池	固体氧化物燃料电池
英文名称及简称	Alkaline Fuel Cell (AFC)	Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC)	Phosphorous Acid Fuel Cell (PAFC)	Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)	Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

续表

电池类型	碱性燃料电池	质子交换膜 燃料电池	磷酸燃料电池	熔融碳酸盐 燃料电池	固体氧化物 燃料电池
电解质	KOH	质子交换膜 PEM	磷酸	Li_2CO_3-K_2CO_3	YSZ （氧化锆等）
电解质形态	液体	固体	液体	液体	固体
燃料气体	氢气（H_2）	氢气（H_2）	氢气（H_2） 天然气	氢气（H_2） 天然气　煤气	氢气（H_2） 天然气　煤气
工作温度 （℃）	50～200	60～80	150～220	650	900～1050
应用场合	空间技术，机动车量	机动车量，电站，便携式电源	机动车量，轻便电源，发电	发电	发电

由上表可见，MCFC 和 SOFC 的工作温度较高，较为适用于发电。由于燃料电池在技术上尚未完全过关，电池的寿命也有限，材料的价格也较贵。尽管国外已有各种类型、各种容量的商品化燃料电池可供选择，但目前在国内基本上处于实验室阶段，尚无大规模的国产商业化产品可用，在实际系统中也未见有采用燃料电池为分布式电源的。燃料电池发电的基本流程见图 20.2-5。

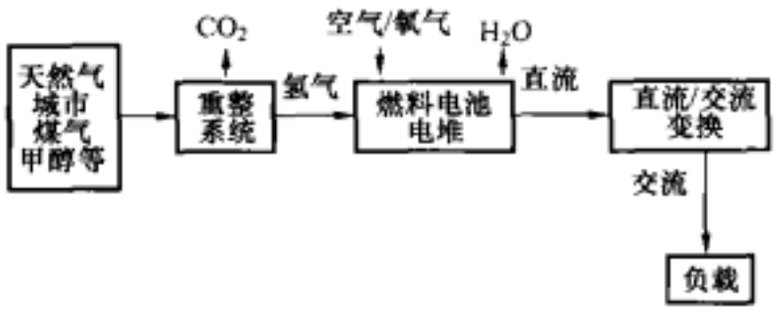


图 20.2-5　燃料电池发电的基本流程

燃料电池发电技术在其他书籍中有详细介绍，为此本节对这种发电技术不做更多阐述，尽管它在电动汽车等领域中应用广泛，但在发电领域中应用较少。不过这种静止型发电技术的发电效率与容量大小几乎无关，所以特别在小规模分布式发电的应用中有一定的优势，是一种很有前途的未来型发电技术。

4　生物质能（Biomass）发电技术

生物质发电系统是以生物质能为能源的发电工程的总称，它包括沼气发电、薪柴发电、农作物秸秆发电、工业有机废料和垃圾焚烧发电等，这类发电的规模和特点受生物质能资源的制约。可用于转化为能源的主要生物质能资源包括：薪柴、农作物秸秆、人畜粪便、酿造废料、生活和工业的有机废水和有机垃圾等。生物质发电系统装置主要包括：①将生物质转换成能源的装置，不同生物质发电工程的能源转换装置是不同的，如垃圾焚烧电站的转换装置为焚烧炉，沼气发电站的转换装置为沼气池或发酵罐；②原动机，如垃圾焚烧电站用汽轮机，沼气电站用内燃机等；③发电机；④其他附属设备。

生物质能发电系统的工艺流程见图 20.2-6。



图 20.2-6　生物质能发电系统工艺流程图

生物质能发电具有以下一些优点：①生物质是可以再生的，因此其能源资源不会枯竭；②粪便、垃圾、有机废弃物对环境是有污染的，大量的农作物秸秆在农田里燃烧会造成大气污染和产生一定的温室效应，如用于发电则可以化害为利，变废为宝；③由于生物质资源比较分散，不易收集，能源密度低，因此所用发电设备的装机容量一般也较小，比较适合作为小规模的分布式发电，体现了发展循环经济和能源综合利用的方针，是能源利用的极好形式，同时也部分解决对电力的需求。

5　风力（Wind Power）发电技术

风能作为能源的一种用于发电已有 100 多年的历史，丹麦是最早利用风力发电的国家，早在 19 世纪末至 20 世纪初就已建立了多座 10～20kW 的风力发电站。经过上百年的发展，到 2006 年底，全球风电装机容量接近 74GW，主要分布在德国、西班牙、美国、丹麦和印度等国，其中德国、西班牙和丹麦的风电装机容量均已经超过本国发电装机总量的 10%。单机容量从最初的几千瓦发展到目前的 5MW 左右，风力发电机主要有以下几种类型：基于普通感应电机的恒速风电机组（定桨距或者变桨距），基于双馈感应电机的变速风电机组（变桨距），基于同步电机的直驱式变速风电机组（变桨距），基于同步电机的混合式变速风电机组（变桨距）。我国自 20 世纪 50 年代开始发展风力发电，最初是用于农村和牧区的家庭自用小风力发电机，以后在新疆、内蒙古、吉林、辽宁等省区建立了一些容量在 10kW 以下的小型风力发电站，还在西藏、青海等地建立了一些小型风力发电与太阳能光伏发电和柴油机发电的联合发电系统。这些小型发电系统往往远离大电力系统而以分散的独立小电力系统的形式运行，这种小型风力发电系统可归入分布式发电的范畴。但随着风力发电机组单机容量的增大，几十台至上百台风力发电机连在一起，并通过 110kV 或 220kV 电压等级输电线并入高压电网运行，这种大型风电场应归入集中式发电的范畴，除了是一种间隙式的、难以调度的电力外，与常规的大型集中式发电在接入电压等级、需要经输电线将其所发之电力送往负荷端等方面是完全一致的。在国外，因电力市场放松管制鼓励非电力企业和个人进入可再生能源发电领域，也有在城市郊区建设少量（几台）大单机容量（1MW 以上）的风力发电机组，接入低压配电网，自然这些风力发电可归入分布式发电的范畴。

第 3 章　分布式能源系统技术及结构

1　分布式能源系统技术

如前所述，分布式发电 DG 和储能技术 ES 一起统称为分布式电源 DR，而分布式能源系统 DER 即是分布式电源 DR 及其余热利用系统（包括冷、热能利用设备系统）的统称，往往形成所谓的冷、热、电联产 CCHP 系统。分布式发电之所以有生命力的重要原因之一是具有较高的能源利用效率，而这是与其余热利用密切相关的。

对分布式能源系统进行规划时，必须要从能源利用的角度对全系统的构成进行充分的分析。

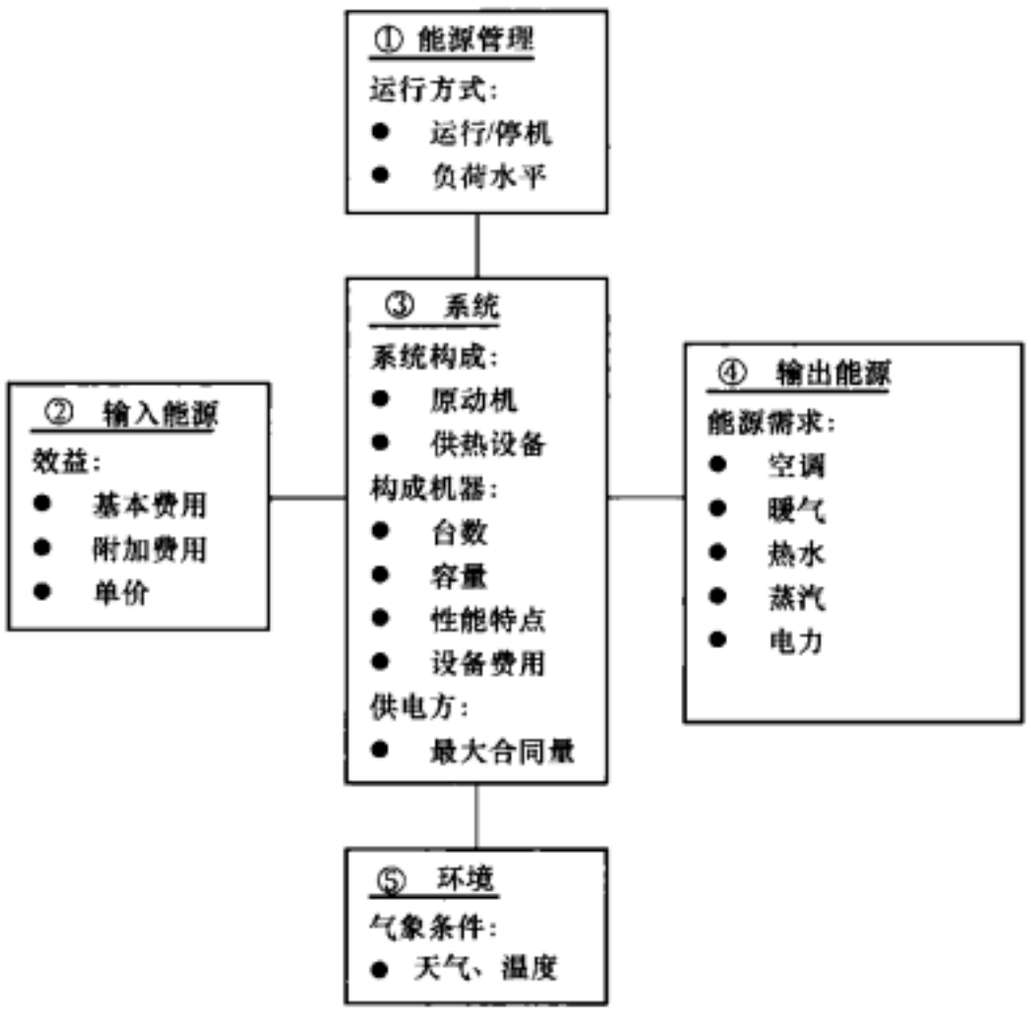


图 20.3-1　分布式能源系统（DER）规划图

图 20.3-1 为分布式能源系统（DER）规划图。规划时首先要准确地预测时刻变化的冷、热、电等各类负荷的能源需求量，如图中④所示。由于 DER 系统的负荷中除了相对较为恒定的电力负荷外，还包括了一些空调、暖气等与天气、温度等气象条件密切相关的冷、热负荷，由此能源需求量的确定必须考虑环境的条件。日本的某些地区正是因为气候属于海洋性气候，气温适中变化不大，一年中有相当长的时间内不需要空调或取暖设备，使其在分布式发电系统的采用上受到了一定的局限。

在此基础上要确定选用何种原动机、供热设备等作为系统的主设备，要确定台数、每台的容量，并要确定它们必须具备的基本性能特点，由此，可计算出设备的基本费用，如③框所示。此外，还要对输入能源的经济价值进行计算，如②框所示。需考虑其基本费用和一些附加费用，由此可计算出燃料的单价。许多分布式发电的燃料，如天然气、秸秆等，它们的价格很不确定，极易波动而影响 DER 系统的总体效益，有时往往决定了该分布式发电系统项目是否能够成立，因此，必须对燃料的市场发展动态进行必要和充分的估计。此外规划时还要对运行方式进行充分的考虑，由于分布式能源系统的用户往往会对冷、热、电负荷有一些特殊的要求，并且 DG 并网运行时，可能会根据经济性、可靠性等要求 DG 频繁地启停，设计出一套很好的能量管理系统，对整个能源系统进行管理很有必要。如上海浦东机场的 DER 系统常常在可靠性允许的情况下、在夜间低谷电价时段停机，用廉价的市电供电，并采用余热锅炉进行补充燃烧的方式满足冷和热能的需要，而在白天市电电价较高时开启 DG，由此来提高全 DER 系统的经济性。

规划时特别要注意分布式能源系统的规模特性，即当 DER 系统的规模较小时，往往能源需求量的时段性变化相对较大。而且不同的用户对能源需求的方式差异很大，因此往往不能将某一用户的 DER 设计方案直接用于另一用户。DG 系统与配电网并网运行时，往往由供电部门和 DG 同时向用户供电，因此要与其他供电部门确定最大供电量，以便确定由此发生的设备和电量成本费用。

2　分布式储能技术

2.1　储能技术的总体要求

电力系统的一个重要特点为发电和负荷时刻处于平衡状态，即用户负荷需要多少电力，系统中就须发出并供给多少电力。但电力负荷存在白天高峰和晚上低谷的周期性变化，电力系统中负荷峰谷差往往可达发电出力的 30%～40%，近年来有继续增大的趋势，给发电和电力调度造成一定的困难。目前的电力供应紧张状况大部分出现在夏季负荷高峰期，如果电力系统能够大规模地储存电能，即在晚间负荷低谷期将电能储存起来，白天负荷高峰时再将其释放出来，就能在一定程度上解决缺电问题。电能储存不仅能部分解决负荷峰谷差问题，延缓新的发电机组和输电线建设，还能用作不间断电源以提高供电的电能质量和事故时的备用电源，因此电能储存对电力生产和运行均是十分重要的。

21 世纪以来，随着我国经济的高速发展，对能源的需求也呈现出高速增长的趋势，但我国石油、煤炭、天然气等非可再生能源资源紧缺以及未来可能的枯竭状况，迫使人们不得不加快可再生能源如风能、太阳能、生物质能等的开发利用。这些能源的大规模利用，不但能解决能源危机，还十分有利于环保。但总量巨大的风能和太阳能是一种间隙式能源，这些能源与煤电、核电、气电、水电等常规能源不同，难以适应并跟随负荷变化特性的要求。由此电能的储存显得格外重要，因为它不仅要用于负荷侧的调节，还要用于发电侧的调节。以往负荷侧的调节往常可以通过增加发电容量，特别是峰荷机组的容量来解决，储能手段是否采用除了技术可行性外，还要比较储能的成本与利用发电峰谷差价所获得的收益的经济性比较后才能确定，而储能对电源侧的调节在一定条件下是必须进行的，特别是当间隙式电源在电力系统中的比例达到一定数量（如大于 10%～15%），依靠电力系统自身的其他常规电源已难以调节和配合时。

包括分布式发电和储能在内的分布式电源的日益增多是目前电力系统发展中的新趋势，特别是当分布式发电以独立方式运行或孤岛方式运行而不与电力系统并网运行时，储能

系统更是必不可少的。可惜的是目前还没有技术上和经济上均十分理想的大规模电能储存的技术和设备，因此大规模电能储存技术和设备正在受到人们越来越多的关注。

电能储存时能量的储存和释放是周期性地进行的，即在电能供应充足时将其储存起来，而在负荷需求量大供应不足时或有特殊需要时再释放出来。尽管电能不易储存但可以通过能量转换的方式，转换为机械能、化学能、热能等多种方式储存起来，如利用抽水蓄能水库的水能储存（液体—势能）；利用飞轮的惯性储能（固体—动能）和压缩空气储能（气体—动能）的机械能储存；向超导储能线圈和超级电容器等充电的电磁储能；向各种蓄电池充电以及采用燃料电池的化学能储存；利用电加热蓄热砖或蓄热水的蓄热储能和制冰及冷水的蓄冷储能等。

尽管各种电能储存技术的种类繁多，但决定某种电能储存方式是否切实可行，主要考虑以下几个要素和指标：

（1）储能密度，即单位质量或单位体积所储存能量的大小，该指标决定了储能系统能否储存大量的电能。

（2）储能功率及能量输入输出的响应时间，包括能量储存时的输入功率和能量释放时的输出功率，输出功率决定了能量能否在短时间内释放出来。

（3）储能效率，即储能系统输出能量和输入能量之比，反映了能量转换和传递过程中的损失情况。

（4）储能期限，即储存设备的寿命和反复利用的次数，反映了设备的耐久性。

（5）储能设备经济性，包括其投资成本和运行费用等，某种储能方式能否最终被采用，与其经济性密不可分。

（6）安全性和环保性等。

抽水蓄能是目前唯一切实可行的大规模、集中式储能手段。抽水蓄能机组是一种兼具水轮机和水泵两种功能的能双向运转的水轮机组，它需要高低两个水库，负荷低谷时，以水泵方式运行，用电动机带动水泵把低水库的水通过管道抽到高水库以水能的方式储存起来；高峰负荷时，以水轮机的方式运行，将高水库的水通过管道放下来，以水轮发电机的形式发出电能供给用户，起到削峰填谷的作用。这种蓄能方式在技术上完全成熟可靠，且容量可以做得很大，但主要受水库库容的限制，且抽水蓄能电站的建设受地理条件的约束，须有合适的高低两个水库，一般建在远离电力负荷的山区，主要配合整个电力系统工作。目前许多抽水蓄能机组与按基荷方式运行的核电机组配合，而不适合用作分布式发电的储能手段。

压缩空气储能的设想是 20 世纪 50 年代提出的，目的为用作电力系统的削峰填谷。压缩空气储能系统主要由两部分组成。一是充气压缩循环，二是排气膨胀循环。压缩时，电动机/发电机作为电动机工作，利用夜间低谷负荷时多余的电力驱动压缩机（一般有低、中、高压三级），将高压空气压入地下储气洞里；白天峰荷时，电动机/发电机作为发电机工作，储存的压缩空气先经过回热器预热，再使燃料在燃烧室里燃烧后，进入膨胀系统中做工（如驱动燃气轮机）发电。

到目前为止，世界上只有德国、美国、日本和以色列建成过示范性压缩空气储能电站。如德国在 1978 年建成了世界上第一个压缩空气储能电站（Huntorf 电站），压缩时输入功率约 60MW，发电时的输出功率为 290MW。压缩时间与发电时间之比为 4，即压缩机每 4h 的压缩空气量可供 1h 发电用，它可连续发电 2h，燃料采用天然气。在 1979～1991 年间，曾启动过 5000 多次，平均可靠率达 97.6%。美国的压缩空气储能电站由阿拉巴马（Alabama）电力联营公司承建，建在阿拉巴马州的 Mcintosh 镇。该电站于 1991 年投入运行，额定功率为 110MW，压缩时间与发电时间之比为 1.6，能在 100MW 负荷下连续工作 26h。发电时从启动到带满负荷仅需 10min。压缩机组和膨胀机组通过联轴器与电动机/发电机连接，高压膨胀器设计成可用天然气和 2 号燃料油的双燃料式。它采用三段式压缩机，总功率约为 50MW。由于地下储气室很大，因此曾因地质不稳定而发生过坍塌事故。日本由北海道（Hokkaido）电力公司于 1997 年建成了 Sunagawa 压缩空气储能电站，发电额定容量为 35MW，压缩时间与发电时间之比为 1.17，可连续发电 6h，燃料采用天然气。

尽管压缩空气储能的储存效率略高于抽水蓄能（>70%），但它需要相当巨大的地下储气洞（3 万～50 万 m^3），受到地质条件的限制，还需要配以天然气或油等非可再生一次能源，此外技术上也较复杂，因而至今无大的进展。就目前的技术而言，压缩空气储能方式也不太适合用作分布式发电的储能手段。

本节所涉及的储能技术主要包括飞轮储能、超导储能、超级电容器储能和电池储能。

2.2 飞轮储能

飞轮是一个安装在轴上的大惯量圆盘，飞轮储能即利用在飞轮上储存的动能与电力系统间进行能量交换，飞轮电力储能的基本原理如图 20.3-2 所示。

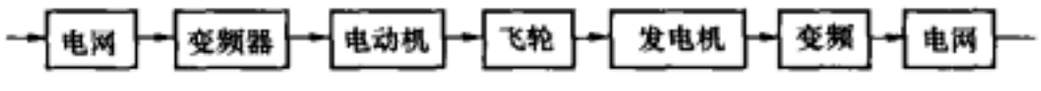


图 20.3-2 飞轮储能基本原理框图

电网中多余的电能通过变频器使电动机转动，带动飞轮升速并靠飞轮的大惯量储存动能，当需要电能时，电动机作发电机运行，飞轮储存的动能变换成电能，再经变频器输回到电网中，从而实现电能的输入、储存和输出。

飞轮储能的实现需要依赖以下三方面技术的进展和突破：

（1）利用在磁悬浮轴承方面的突破，减小磁悬浮轴承运行中的损耗，可采用超导磁悬浮轴承技术，它的损耗约为 0.1%，远低于一般机械轴承的 10%；同时可将飞轮密封在真空容器内以减小风损。两者都为减小飞轮长时间运转的损耗起到了关键作用。

（2）高强度材料的出现，使飞轮具有更高的转速，从而使飞轮储存更多的能量，利用复合碳纤维材料制造飞轮可使储能得到数量级的提高。

（3）电力电子器件和技术的进步，采用变速恒频的电力电子技术，使输出电能的频率保持不变，从而使电能转换和频率控制技术能够充分满足电力系统的要求。

飞轮储能的运行方式为在低谷负荷时，将多余电力输入电机，使其驱动飞轮加速，约需几个小时；然后飞轮靠惯性保持在高速下转动并维持数小时，此时的关键技术即为减小损耗，以免储存的飞轮动能消耗掉；在峰荷时，由飞轮驱动电机作为发电机运行，使飞轮的动能变成电能供给电网，在这一过程中飞轮转速下降，一般可达到最高转速的 1/2 左右。由于采用变速恒频的电力电子技术，输出电能的频率可保持不变。

由于这种储能方式高效（80%以上），储能密度高，寿命长（15～30 年），对±10%额定负载时的电力输入、输出响应时间很快（仅为数毫秒，100%负载时也只需 1s），同

时它又能增加电力系统惯量，因此它可能成为重要的储能设备之一。

美国能源部的阿贡国家实验室在 20 世纪 90 年代曾作了系统的飞轮储能研究，取得了一定的结果。目前美国也正在研究和开发采用超导磁悬浮的飞轮储能技术，如由美国 Boeing Phantom 公司正在研究和开发 50kW/5kWh 的产品。

目前中国也在开发飞轮储能技术，但大多为实验室水平。北京曾有采用美国磁悬浮轴承技术的容量为 500kVA 的飞轮储能用于特殊敏感性工厂负荷，目前正在开发采用美国磁悬浮轴承技术的容量为 250kVA 的飞轮储能用于保证电能质量的医院负荷。

2.3　超导储能（SMES）

超导储能（Super-conducting Magnetic Energy Storage，SMES）是利用超导体制成的线圈，由电网供电励磁而产生的磁场储存能量，这是一种不需要经过能量转换而直接储存电能的方式，超导磁体中储存的能量可由下式表示之：

$$W=\frac{1}{2}LI^2$$

式中：W 为线圈中储存的能量，J；L 为线圈的电感，H；I 为线圈的励磁电流，A。

如线圈采用常规的导线绕制，则线圈中所储存的能量 W 将很快在线圈及回路的电阻上消耗掉，如线圈采用超导线绕成并维持超导态，则线圈中所储存的能量几乎可以无损耗地永久储存下去直到需用时。

超导磁储能的基本结构见图 20.3-3。

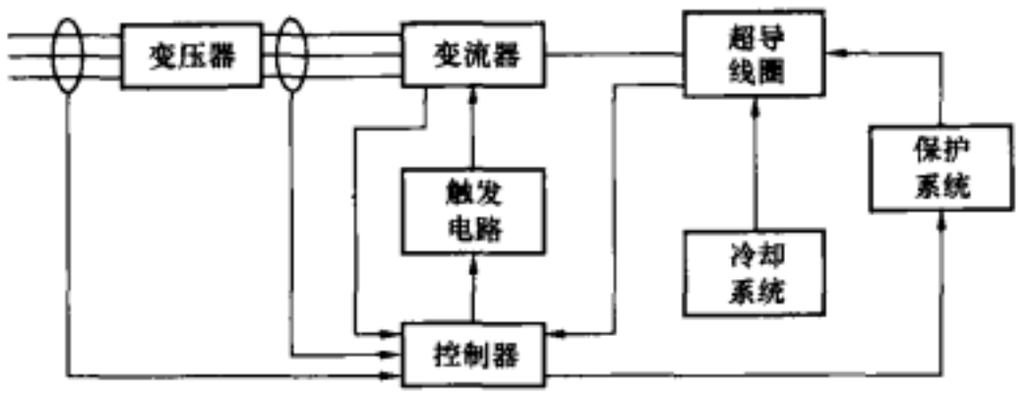


图 20.3-3　超导储能系统结构图

通过开关的切换使超导线圈充电后再短路，产生一短路电流，基于超导体在极低温度下达到超导态后电阻为零的特性，该短路电流会长期存在而几乎不衰减，电流的能量以磁场的形式存在，形成了所谓的超导磁储能。

目前超导线圈大多用常规的铌钛（NbTi）或铌三锡（Nb_3Sn）等材料组成的导线绕制而成，它们都要运行在液氦的低温区（4.2K），储能容量较大；也有采用 Bi 系等高温超导材料绕制储能线圈的，但这种高温超导材料在液氦温区的磁场特性很差，即其临界电流随磁场强度的增大而迅速减小，因而无法在液氦温区产生很强的磁场，使储能容量难以做大。除了核心部件超导线圈外，为保持超导线圈的低温超导态，必须将超导线圈放在存有液氦（低温超导 4.2K）和液氮（高温超导 77K）的低温容器（杜瓦）内，为此还必须有制冷机等制冷系统。一般而言，超导线圈是一个直流装置，电网中的电流经整流装置将交流变直流后给超导线圈充电励磁，超导线圈放电时也须经逆变装置向电网或负载供电，变流装置是实现能量在超导线圈和电网及负载间交换的不可缺少的环节。此外还需要一些测量、控制、保护装置和系统。

超导储能的特点为：其所需要的技术相对较为简单；没有旋转机械部件和动密封问题，由此设备寿命较长；导线生产也较容易；储能密度高，可以做成较大功率的系统；响应速度快，约几毫秒至几十毫秒，主要受与电网连接的电力电子装置响应速度的限制，因而使电网的电压和频率的调节快速和容易；损耗小，其能量转换效率可高达 95%。

从理论上讲，超导储能的容量可在大范围内选取，建成所需的大功率和大能量系统，用于大规模储能和负荷调平（Load Leveling），但负荷调平获得的经济效益不足以抵消超导储能装置的成本。所以目前实际的超导储能装置的容量都不是很大，大多为小型超导储能装置（μ-SMES），主要用于补偿负荷波动、提高系统电能质量、稳定电力系统的电压和频率、提高系统稳定性和功率输送能力、消除系统低频振荡等，这些特点对分布式电源系统的孤岛运行方式十分有用，但基于其昂贵的价格，目前尚未见用于分布式电源系统的。

至今已有美国、日本、德国、西班牙、意大利、俄罗斯、芬兰、以色列、韩国、中国等国家开发出各种容量的超导储能装置，其中绝大部分为低温超导储能装置（LTS—μSMES），而开发出商业性产品的只有美国等少数几个国家。

2.4　超级电容器储能

电容器是一种利用电场来直接储存电能量的器件，因而比利用化学反应储能的电池充放电效率要高。由于它的充放电时间很快，因此被广泛地应用于脉冲功率设备中，包括脉冲电源、医疗器件、电磁武器、粒子加速器等多个领域。

超级电容器具有超级储电能力，它是根据电化学双电层理论研制而成的，所以又称双电层电容器。其基本原理为：当向电极充电时，处于理想极化电极状态的电极表面电荷将吸引周围电解质溶液中的异性离子，使这些离子附于电极表面上形成双电荷层，构成双电层电容。由于两电荷层的距离非常小（一般 0.5mm 以下），再加之采用特殊电极结构，使电极表面积成万倍的增加，从而产生极大的电容量。超级电容器的问世实现了电容器的电容量由微法级向法拉级的飞跃。目前已实现电容量 0.5～1000F、工作电压 12～400V、最大放电电流 400～2000A 的超级电容器系列产品。

但超级电容器的电介质耐压很低，制成的电容器一般耐压仅有几伏，因此根据电容储能的能量为 $E=(1/2)\cdot C\cdot V^2$ 的公式，尽管电容 C 很大，但 V 不大，即它的储能水平受到耐压的限制。如果能把电压提高，则储能将以平方的关系增长。另外，由于它的工作电压低，所以在实用上必须将多个电容器串联使用，这就要求增加充放电的控制回路，使每个电容器能工作在最佳条件下。所以相对于储存相同能量的电池来说，超级电容器的体积要大得多。尽管 20 世纪 60 年代就有超级电容器了，但是一直非常昂贵，直到最近才能生产出一些在价格上有竞争力的产品。超级电容器已经在从计算机到汽车等领域得到了广泛的应用。目前国内也已有产品供应。由于目前超级电容器的容量还较小，往往将其与其他储能技术结合起来应用（如与蓄电池储能技术），以改善电能质量，超级电容器技术作为未来分布式发电储能技术之一，具有广阔的应用前景。

2.5　电池储能

电池储能属于化学电源储能，常用的电池有许多种，如锌—锰电池、铅酸电池、镍—镉电池、镍—氢电池、锂系电池等，本章以目前太阳能光伏发电常用的铅酸电池作为常规电池的代表进行介绍。此外，对目前正在研究和开发的最新蓄电池技术，如钠硫电池和液流电池作一简单介绍，因为这些正在开发的高性能蓄电池在不久的将来很可能获得成功的

应用。

2.5.1 铅酸蓄电池

铅酸蓄电池是 1859 年由卡斯通和普兰特（Gaston & Plante）经过大量的二次电池试验后发明的，他们用两片铅片中间隔以橡皮隔板，并将其浸在 10%的硫酸溶液中，即构成了一个铅酸蓄电池。经过 100 多年的发展，先后制成了胶体密封铅酸蓄电池和阀控式密封蓄电池等。因其采用铅和硫酸等较低廉的原料，因而材料易得、价格低，此外还有无记忆效应、大电流放电性能好、技术成熟可靠等优点，故常用于电动车、电站备用电源、小型太阳能发电的电能储存、UPS 等多个场合。它在蓄电池市场上占有很大的份额，目前总产值为全部化学电源总产值的 1/2 左右，预计这种状态在未来 20～30 年内仍将继续保持下去。

美国曾在 20 世纪 80 年代中期建成了 5 个铅酸电池蓄能系统用于电力系统的削峰和调平的作用，其中 3 个为 300kW（600kWh），一个为 500kW（500kWh），最大的一个为 10MW（40MWh）。铅酸蓄电池在电信业、电力系统和 UPS 上的应用大多作为备用电源，长期处于浮充状态，浮充的电池寿命可达 10～15 年，但很少作循环充放电使用，且不能进行深度充放电，如作循环充放电使用，则主要取决于充放电次数，一般不超过 1000 次，因此循环寿命有限。此外可用能量密度低（12Wh/L），即它的放电深度通常只有 20%～30%。循环效率也较低，仅为 45%。因而它的体积和质量均较大。尽管它目前仍是世界上产量和用量均最大的一种蓄电池，但从发展看，它尚不能满足今后电力系统大规模高效储能的要求。

2.5.2 钠硫电池（NAS）

钠硫电池是一种新型的蓄电池，它的结构见图 20.3-4。

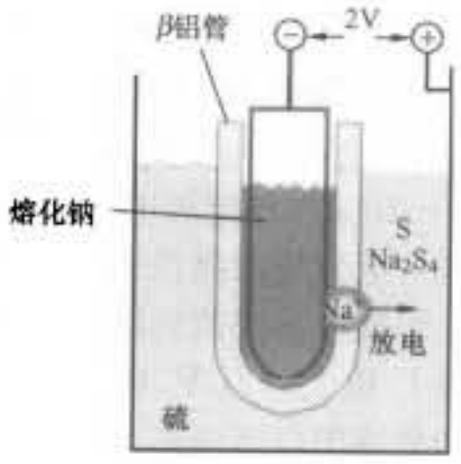


图 20.3-4 2V 钠硫电池结构示意图

钠硫电池的储能密度高达 140kWh/m³，系统效率可达 80%，单电池的寿命已能达 15 年，且其充放电循环寿命也可达 6000 次，很适用于城市变电站及特殊负荷，但目前价格较贵。近年来，日本在钠硫电池的研究和开发中处于世界领先地位，并已有较成熟的商业化产品，在电力系统中和负荷侧已推广应用了一百多套，总容量已超过 100MW，其中近 2/3 用作负荷调节（Load Leveling），由于它的储能密度很高，使它的体积减少到普通铅酸蓄电池的 1/5，不自放电，且硫和钠的资源储量丰富，所以这是一种非常有发展前途的储能电池。2004 年 7 月，目前世界上最大的 NAS 系统由日本东京电力公司（TEPCO）安装在 Hitachi 的自动化系统工厂，容量为 9.6MW/57.6MWh。由于蓄电池是单元式组件，便于模块化制造、运输和安装，建设周期短，因此可根据不同用途和建设规模，分期分批地安装。目前我国上海电力公司等有关单位也正在研究和开发采用以 50kW 为基本模块单元的钠硫电池作为蓄电池储能，以改善供电的电能质量、负荷调平和提高供电可靠性。

2.5.3 液流电池

液流电池是电池的正负极活性物质都为液态流体氧化还原电对的一种电池。液流电池的工作原理见图 20.3-5。

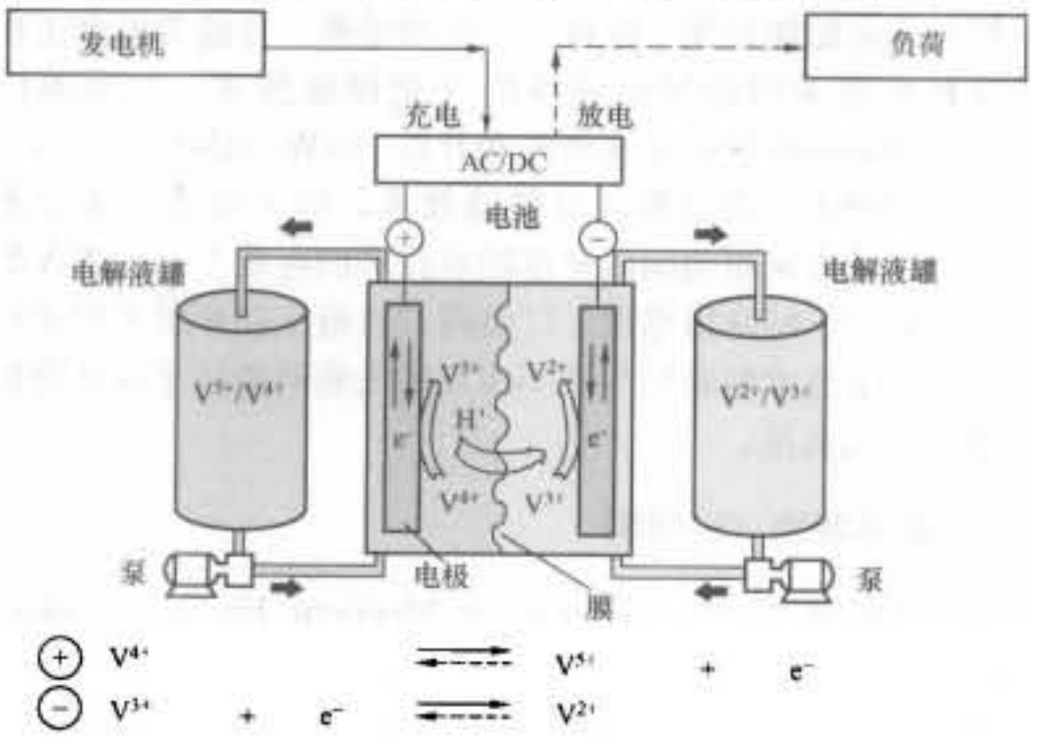


图 20.3-5 液流电池工作原理图

这种电池具有以下特点：

（1）额定功率和额定容量是独立的。功率大小取决于电池堆，容量大小取决于电解液。可通过增加电解液的量或提高电解质的浓度，达到增加电池容量的目的。

（2）充放电期间电池只发生液相反应，不发生普通电池的复杂的固相变化，因而电化学极化较小。

（3）电池的理论保存期无限，储存寿命长。因为只有电池在使用时电解液才是循环的，电池不用时电解液分别在两个不同的储罐中密封存放，没有普通电池常存在的自放电及电解液变质问题。但电池长期使用后，电池隔膜电阻有所增大，隔膜的离子选择性有所降低，这些对电池的充放电及电池性能有不良影响。

（4）能 100%深度放电但不会损坏电池。

（5）电池结构简单，材料价格相对便宜，更换和维修费用低。

（6）通过更换荷电的电解液，可实现“瞬间再充电”。

（7）电池工作时正负极活性物质电解液是循环流动的，因而浓差极化很小。

国际上液流电池代表品种主要有 3 种，即铁铬电池、多硫化钠/溴电池及全钒电池（Vanadium Redox Battery，VRB）。目前国内液流电池研究已经开展且有一定研究成果，但在电池实用性方面还需更进一步；铁铬电池研究进展缓慢；多硫化钠/溴电池虽刚刚兴起，但进展迅速，正在试验百瓦级和千瓦级的电堆。

全钒氧化还原液流电池，简称钒电池，其工作原理是通过采用不同价态的钒离子溶液分别作为正负极活性物质，通过外接泵把溶液从储液槽压入电池堆体内完成电化学反应，之后溶液又回到储液槽，液态的活性物质不断循环流动。钒电池的活性物质以液态形式储存在电堆外部的储液罐中，流动的活性物质使浓差极化可减至最小，且电池容量取决于外部活性溶液的多少，易于调整。另外储液罐可灵活放置在电池下层的地下室中，无需占用太多空间。由于不存在复杂的固相反应，使得电池寿命长，能耐受大电流充放。并且各个单体电池的均匀性好，利于维护。通过更换溶液即可实现电池的“即时充电”，具备快速响应和超负荷工作能力。此外，活性溶液可重复循环使用，不污染环境。钒电池作为储能电源主要应用在电厂（电站）调峰以平衡负荷，大规模光电转换、风能发电的储能电源以及作为边远地区储能系统，不间断电源或应急

电源系统。该电池极有可能部分取代铅酸蓄能电池。

2.6　各种储能技术的性能比较

据相关资料，各种储能技术的功率密度和放电时间可由图 20.3-6 表示。由图 20.3-6 可见储能技术在电力系统中的应用主要可分 3 类，第 1 类用于 UPS、改善电能质量和提高系统稳定性，其响应时间为毫秒至秒级；第 2 类为电源的备用切换，其响应时间为秒至分钟级，要求保证供电电源转换时电能供应中断时间尽可能地短；第 3 类用于能源管理，其响应时间为分钟至小时级，一般为适应负荷调节的需要，也可用于孤立系统的电压和频率的调节。

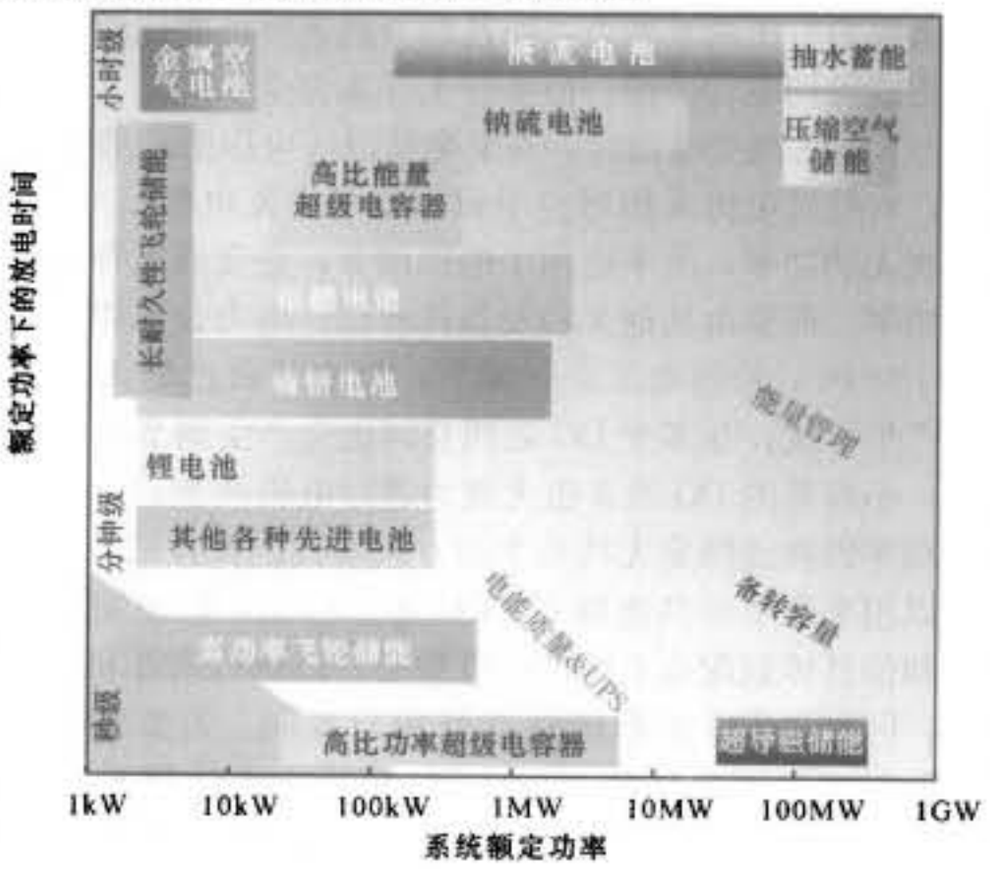


图 20.3-6　各种储能技术综合比较图

表 20.3-1 给出了分布式发电系统可能应用的几种储能技术的应用场合和技术性能特点。

表 20.3-1　分布式发电系统可能应用的几种储能技术

储能方式	应用场合	技术性能特点（响应时间，容量规模，效率）
蓄电池	调峰	大容量，大功率，维持数小时
	系统稳定控制	能适应频率调节和电压与功率因数的校正
	提高供电可靠性和电能质量	响应速度尚不够快，大容量，大功率

续表

储能方式	应用场合	技术性能特点（响应时间，容量规模，效率）
超级电容器	适用于大功率输出场合	响应速度高（ms 级），转化效率高，循环寿命长，能量密度低
飞轮储能	用作改善电能质量和进行负载调节、提高供电可靠性的电源（UPS）	能在几秒内提供 MWh 级的电能，并可维持几秒到几分钟的时间，转换效率可达 90%以上，但能量密度低
超导储能	提高电力系统动态稳定性、电能质量和供电可靠性	ms 级响应速度，容量不大，能量密度低，但成本很高，转换效率达 95%

总之，基于目前生物质能发电、太阳能光伏发电、风力发电及采用天然气和沼气作燃料的燃气轮机、内燃机、微燃机等分布式发电逐渐增多，DG 的孤岛运行方式也已成为必须考虑和解决的一种系统运行方式，微电网技术也在不断发展，这些都使储能装置和技术显得越来越重要。特别是在远期，即在需要大量依靠规模化的太阳能发电的未来，采用象高级蓄电池之类的储能装置，以分散式、靠近用户端、并根据用户负荷大小按比例的方式，在白天将太阳能以电能的方式储存起来，在需用时发出电力，将成为一种常规的能量供需方式。此外，将来储能装置大量应用后，可作为需求侧管理的一种手段，降低电力系统峰荷的数值，缓解输配电线路的堵塞，对全电力系统的作用是显而易见的。目前储能装置在电力系统中应用较少的原因主要是设备的价格较贵，因此一般所选用的设备容量都不大，二是有些技术和性能指标还较低，尚达不到要求。这里需要指出的是以往在考虑采用储能设备时，常常将它的设备成本仅与发电厂的设备成本相比，而并未计及输配电设备成本，在考虑了后一项设备成本后，成本差别将大大缩小。此外，分布式发电并网运行方式占大多数，而非孤立运行系统，在正常运行方式下储能装置并非必需。但基于它的作用越来越重要，有关部门正在积极研究、开发和应用该项技术，相信未来分散式储能装置（ES）容量会逐步增加，并与分布式发电（DG）相配合，形成所谓的分布式电源（DR）、分布式能源系统（DER）或微电网系统（Micro-Grid），一定会在电力系统中发挥良好的作用。

第 4 章 分布式发电(电源)与配电网互联技术

1 分布式发电(电源)接入配电网的基本要求

当分布式发电 DG（或分布式电源 DR）接入配电网时，配电网对 DG 会有一些具体的要求，包括基本要求、对配电网事故情况下的 DG 响应的要求、电能质量方面的要求、形成孤岛运行方式的要求、控制和保护方面的要求、投运试验的要求等，本节主要陈述一些基本要求，其他的一些要求将在下面的章节中详细地论述。

(1) 当 DG 与配电网互联时，DG 可按系统能接受的恒定功率因数或恒定无功功率输出的方式运行。DG 本身是允许采用自动电压调节器的，但 DG 在进行电压调节时应遵照原有的一系列相关标准和规程，不应造成在公共连接点(Point of Common Coupling，PCC) 处的电压频繁越限，更不应对所联之配电网的正常运行造成危害。一般而言，不应由 DG 承担 PCC 处的电压进行调节，该点的电压调节应由电力公司来负责，除非与电力公司达成专门的协议。

(2) 采用同期或准同期装置将 DG 与配电网并网时，不应造成电压过大的波动。

(3) DG 的接地方案及相应的保护应与配电网原有的接地方式相协调。

(4) 容量达到一定大小（如几百 kVA 至 1MVA）的 DG，应将其连接处的有功功率和无功功率的输出量和连接状态等方面的信息传给配电网的控制调度中心。

(5) DG 应配备继电器，以使其能检测何时应与电力系统解列，并以孤岛方式运行。

(6) DG 与配电网间的隔离装置应该是容易接近的、肉眼可见的和可以锁定的，以免在设备检修时造成人员的伤亡。

2 分布式发电与电能质量

与分布式发电相关的电能质量问题主要应考虑以下几方面：

2.1 供电的短暂中断

许多情况 DG 设计为当电力公司供电中断时的备用发电来向负荷供电，较典型的为采用柴油发电机做备用电源的场合。但往往负荷从主供电电源向备用电源 DG 的转移并非是一种无缝的转移，开关切换需要一定的时间，所以可能仍存在极短时间的中断。

如果正常运行时，DG 与电力公司的主供电电源并行运行，情况会可能好一些，当然这需要付出一定的成本费用，并且还取决于 DG 的大小和运行的方式。如果 DG 处于热备用状态，且与系统并列运行或同时还带部分负荷，一旦系统出现故障，须将负荷转移到 DG，若 DG 容量太小，或转移的负荷太大，则 DG 无法单独承担，可能需要配以切除部分负荷，也可将负荷分组，在电源转移时仅带少量不可中断的负荷，否则会引起孤立系统的电压、频率下降并越限，仍无法维持正常运行。

2.2 电压调节

由于发电机具有励磁系统，可在一定程度上调节无功功率，从而具有电压调节能力，由此，一般认为 DG 可以提高配电馈线的电压调节能力，而且调节的速度可能比调节变压器抽头或投切电容器快，但实际上并非完全如此。

当 DG 远离变电站时，对变电站母线电压的调节能力就很弱；有些发电机采用感应电机（如风力发电机），可能还要吸收无功功率，而不适用于电压调节；逆变器本身不产生无功功率，需要由其他无功设备作补偿；电力公司往往不希望 DG 对 PCC 处的电压进行调节，担心对自己的无功调节设备产生干扰；在多个 DG 之间有时也会产生调节时的互相干扰；小容量的 DG 通常也无能力进行电压调节，而往往以恒定功率因数或恒定无功功率的方式运行。大容量的 DG 当然可以用来调节公共连接点 PCC 处的电压，但必须将有关信号和信息传到配电系统的调度中心，以进行调度和控制的协调，问题是 DG 的起停往往受用户控制，若要 DG 承担 PCC 处的电压调节任务，一旦 DG 停运，此时 PCC 处的电压调节就有可能成问题。

2.3 谐波问题

人们往往将采用电力电子式换流器的 DG 与谐波联系在一起，当然采用基于晶闸管和线路换相的逆变器可能会有一些问题，但技术在不断进步，目前采用基于 IGBT 和电压源换相的逆变器越来越多，使谐波问题大大缓解。但采用后者有时也会产生另一个问题，即在切换过程中会出现某些频率谐振，在电压波形上会出现高频的杂乱信号，造成时钟走时不准等，这种问题往往可在母线上安装足够容量的电容器，将高频成分滤除。

由于 DG 的发电机本身有时会产生三次谐波，如与发电机相连的供电变压器在发电机侧的绕组是 Y 型的，则三次谐波就有可能形成通路而产生一些问题。当然，若该绕组是 Δ 型的，则三次谐波会在绕组中相互抵消而不出现问题，此时，DG 采用任何类型的发电机均不会有大的谐波问题，否则便要采用特殊的发电机（如采用 2/3 节距的同步发电机），或改变变压器绕组的连接方式。

2.4 电压暂降

电压暂降（Voltage Dip—IEC 的定义 或 Voltage Sag 美国的用法）是最常见的电能质量问题，DG 是否有助于减轻电压暂降，取决于 DG 的类型、安装位置、容量大小等，DG 对其安装母线处的电压暂降可能有帮助，而对远方母线处的电压暂降可能无益。

3 分布式发电并网的控制和保护

当 DG 与配电网并网运行时，有时配电网中会出现一些故障，此时为使 DG 与配电网配合良好，除了配电网本身需要配备一定的控制和保护装置外，DG 也应配备能检测出电力公司系统中故障并作出适当反应的的装置和保护继电器。

DG 系统应配备的保护装置与 DG 的大小和系统的复杂程度有关。但至少应配备有过电压和欠电压继电器，主要检测电力公司侧的扰动，以判断配电系统是否有故障存在。另外还需配备高/低频继电器，以检测与电力公司系统相连的主断路器是否已跳开，即是否已形成孤岛状态，因为主断路器断开后会产生较大的频率偏移。至于过电流继电器的配置取决于不同类型的 DG 提供故障电流的能力。有些电力电子型 DG 在故障时并不能提供较大的短路电流，采用过电流继电器就不合适。对于较大的 DG 和较复杂的系统，除了上述保护装置外，还可配备其他一些继电保护装置，如用于防止发电机因不平衡而损坏的负序电压继电器；防止发生铁磁谐振的瞬时过电压（峰值）继电器；中心线零序电压继电器，以检测单相接地故障而使发电机成孤岛运行方式；同步继电器以控制主断路器的闭合。

除了上述主要用于发电机并网的保护装置外，发电机本身也应安装一些保护装置，如快速检测发电机接地故障的差动接地继电器，以及失磁继电器、逆功率继电器、发电机过电流继电器等。

故障时，DG 所配备的检测电力公司系统中故障的继电器，需经过一定的时延再将 DG 与系统解列。针对北美电力系统而言，该时延典型地为 0.16～2.0s（即针对北美 60Hz 电力系统而言，0.16s 即为 10 周波），视电压和频率偏离正常量的大小而定。若电力公司采用重合闸装置，则 DG 应在第一个重合闸时间间隔内足够早地与系统解列，以便将暂时性故障清除，此时，电力公司可能不得不延长第一个重合闸时间间隔，以确保故障清除工作。当然，为了避免将 DG 有害地切除，切除也不应该太快。0.16s 的时延就是为了让输电系统中或邻近馈线上的暂时性故障先于 DG 无必要的切除前清除。表 20.4-1 为 60Hz 系统 DG 并网时典型的电压和频率继电器整定值，整定值可根据实际情况进行调整。当然也可采取联切的方式。

表 20.4-1　60Hz 系统 DG 并网时典型的电压和频率继电器整定值

条　件	清除时间 (s)
$U \leqslant 50\%$	0.16
$50\% < U \leqslant 88\%$	2.0
$110\% < U \leqslant 120\%$	1.0
$U > 120\%$	0.16
$f < 59.3$Hz	0.16
$f > 60.5$Hz	0.16

4　分布式发电并网运行时与电网的相互影响

当分布式发电与配电网并网运行时，会产生一些相互影响。

4.1　对电能质量的影响

4.1.1　电压调整

由于 DG 是由用户来控制的，因此他将根据自身需要频繁地启动和停运 DG，这会使配电网的电压常常发生波动。DG 的频繁启动会使配电线路上的负荷潮流变化大，从而加大电压调整的难度，调节不好会使电压超标。

未来的 DG 可能大量采用电力电子型电源，电压的调节和控制方式与常规方式会有很大不同（有功功率和无功功率可分别单独调节，用调节晶闸管的触发角的方式来调无功功率，且调节速度非常快），需要相应的控制策略和手段与其配合。

若分布式电源为采用异步机的风电机组的情况下，由于电源需从电网吸收无功功率，且该无功功率随风的大小和相应的有功功率变动而波动，使电压调节变得困难。

4.1.2　电压闪变

当 DG 与配电网并网运行时，因有配网的支撑，一般不易发生电压闪变，但切换成孤岛方式运行时，如无储能元件或该储能元件功率密度或能量密度太小，就易发生电压闪变。

4.1.3　电压不平衡

如电源为电力电子型的电源，则不适当的逆变器控制策略会产生不平衡电压。

4.1.4　谐波畸变和直流注入

电力电子型电源易产生谐波，造成谐波污染，采用投切式 PWM 可使谐波降低。此外，如无隔离变压器而与电网直接相连，有可能向电网注入直流，使变压器和电磁元件出现磁饱和现象，并使附近机械负荷发生转矩脉动（Torque ripple）。

4.2　对继电保护的影响

4.2.1　DG 须与配电网的继电保护装置配合

配电网中大量的继电保护装置早已存在，不可能为了新增的 DG 而做大量改动，DG 必须与之配合并尽可能地适应它。

4.2.2　可能使重合闸不成功

如配电网的继电保护装置具有重合闸功能时，则当配网系统故障时，DG 的切除必须早于重合时间，否则会引起电弧的重燃，使重合闸不成功（快速重合闸 0.2～0.5s）。

4.2.3　会使保护区缩小

当有 DG 功率注入电网时，会使继电器原来的保护区缩小，从而影响继电保护装置正常工作。

4.2.4　使继电保护误动作

传统的配电系统大多为放射型的，末端无电源，不会产生转移电流，因而控制开关动作的继电器无须具备方向敏感性能，如此当其他并联分支故障时，会引起安装有 DG 的分支上继电器的误动，造成该无故障分支失去配电网主电源。

4.3　对配电网可靠性的影响

DG 可能对配电网可靠性产生不利的影响，也可能产生有利的作用，需要视具体情况而定，不能一概而论。

不利情况为：

(1) 大系统停电时有些 DG 的燃料（如天然气）会中断，或供给 DG 辅机的电源会失去，DG 会同时停运，仍无法提高供电的可靠性。

(2) DG 与配电网的继电保护配合不好，可能使继电保护误动作，反而使可靠性降低。

(3) 不适当的安装地点、容量和连接方式会使配网可靠性变坏。

有利情况为：

(1) DG 可部分消除输配电网的过负荷和堵塞，增加输配电网的输电裕度，使系统可靠性提高。

(2) 在一定的 DG 布置和电压调节方式下，DG 可缓解电压暂降，提高系统对电压的调节性能，从而提高系统的可靠性。

(3) 特殊设计的 DG 可使它在大电力输配电系统发生故障时，DG 仍能保持运行，从而提高了系统的可靠性水平。

一般而言，人们相信分布式电源系统能支持所有重要的负荷，即当失去电力公司电源时，分布式电源会即刻取代它而保证系统电能质量不下降，但实际上几乎没有分布式发电技术能做到这一点，除非配备适当且适量的储能装置。燃料电池的反应过程使其本身难以快速反应跟随负荷的变化，更不用说在失去电力公司电源时保持适当的电能质量，即使是微燃机、燃气轮机等也不能平滑地从联网运行方式转变到孤岛运行方式。

4.4 配电系统实时监视、控制和调节方面的影响

原先配电系统的实时监视、控制和调度是由供电部门统一来执行的，由于原配电网的受电端是一个无源的放射形电网，信息采集、开关操作、能源调度等相应比较简单。DG 的接入使此过程复杂化。需要增加哪些信息，这些信息是作为监视信息、还是作为控制信息，由谁来执行等，均需要依据 DG 并网规程重新予以审定，并通过具体的 DG 并网协议最终确定。

4.5 孤岛运行问题

孤岛运行往往是 DR（DG）需要解决的一个极为重要的问题。一般而言，DG 的保护继电器在执行自身的功能时，并不接受任何外部的来自于与之所联系统的信息，因此，电力公司的断路器可能已经打开，但 DG 的继电器未能检测出这种状况，未能迅速地作出反应，仍然可向部分馈线供电，最终造成系统或人员安全方面的损害，所以孤岛状况的检测尤为重要。

当配电系统采用重合闸时，DG 本身的问题也值得关注。一旦检测出孤岛的情况，重要的是应将 DG 迅速地解列。若当电力公司的断路器重合时，DG 的发电机仍然连接着，则由于异步重合带来的冲击，发电机的原动机、轴和一些部件就会损坏。这样，由于 DG 的存在使电力公司的运行策略发生了变化，即那些采用瞬时重合闸的电力公司将不得不延长重合闸的间隔时间，以确保 DG 能有足够的时间检测出孤岛状况并将 DG 与系统解列。这说明当配电网故障，DG 有可能采取解列运行的方式时，解列后再连接时的判同期问题成为减小对配电网和 DG 本身的冲击所需要考虑的主要问题，为此必须要有一定的控制策略和手段来给予保证。

4.6 其他方面影响

4.6.1 短路电流超标

虽然在许多正常情况不允许功率反送的条件下，DG 接入配电网侧装有逆功率继电器，正常运行时不会向电网注入功率，但当配电系统发生故障时，短路瞬间会有 DG 的电流注入电网，增加了配电网断路器的短路电流水平，可能使配电网的断路器短路电流超标。因此，大容量 DG 接入电网时，必须事先进行电网分析和计算，以确定 DG 对配电网短路电流水平的影响程度。

4.6.2 铁磁谐振 (Ferro-resonance)

当 DG 通过变压器、电缆线路、断路器等与配电网相连时，一旦配电网发生故障（如单相对地短路）而系统侧断路器断开时，DG 侧断路器也会断开，假如此时 DG 变压器未接负荷，变压器的电抗与电缆的大电容可能发生铁磁谐振而造成过电压，还可能引起大的电磁力，使变压器发出噪声或使变压器损坏。

4.6.3 变压器的连接和接地

当 DG 采用不同的变压器连接方式与配电网相连或其接地方式与配电网的接地方式不配合时，就会引起配电网侧和 DG 侧的故障传递问题及 DG 的三次谐波传递到系统侧的问题，而且，DG 侧保护继电器也会检测到系统侧的故障而动作，由此可能引起一系列问题。

4.6.4 调节配合

配电网电容器投切应与 DG 的励磁调节相配合，否则会出现争抢调节的现象（即 Hunting 现象）。

4.6.5 配电网效益

DG 的接入可能使配网的某些设备闲置或成为备用。如：当 DG 运行时，其相应的配电变压器和电缆线路常常因负荷小而轻载，导致配电系统部分设备成为相应的 DG 的备用设备，配电网的成本增加，供电公司的效益下降。另外还可能使配电系统负荷预测更加困难。

对于太阳能光伏发电接入电力系统可能还会有一些它自身的特殊性，由于太阳能光伏是在白天发电，根据日本和德国的户用太阳能发电设备的安装情况，大多安装在居民屋顶，且大部分并网运行，但一般并不安装蓄电池等储能设备，因此会产生一定量的反向功率输入电网，特别是由于云量的变化而造成 PCC 点的电压波动和电压升高，如果与各相负荷连接的 PV 数量不均匀的话，很容易产生不平衡电流和不平衡电压。由此，对于大量安装 PV 的情况，无功补偿和调节手段显得极为重要。

因此，当 DG 并网运行时，人们很关心到底 DG 会对配电系统产生什么样的影响，采取什么措施可将其负面影响减到最小。DG 的影响与 DG 的安装地点、容量大小、DG 的数量密切相关。配电馈线上到底能安装多少 DG，与电能质量密切相关，也与电压调节能力有关，在将来有大量 DG 时，通信和控制就可能成为关键。然而，未来近期 DG 的总安装量还是相当低的，对大多数 DG 的应用情况而言，一般不会遇到什么严重的问题。系统中可以容纳相当数量的 DG，而不会对配电系统的运行产生什么大的影响，当然 DG 的数量总会有一定的限度，因为网络的容量并非无限。有关资料估计，当并网的 DG 总容量达到馈线容量的 15%时，问题就开始出现。当 DG 接在较弱的馈线上时（如农村馈线），该比例会降低至 5%，而当 DG 成群地接在靠近变电站附近时，该比例可高达 30%。目前通常的做法是在已有的传统配电网中接入一些 DG，因此 DG 的接入数量可能有限。将来随着 DG 数量的增加，目前这种简单、低成本的配电系统应予以改变，设计出新型配电系统，以适应大量的 DG。

5 分布式电源的并网规程

分布式电源可以独立地带负荷运行，也可与配电网并网运行。一般而言，并网运行对分布式发电的正常运行无论从技术上还是经济上均十分有利，目前分布式发电（DG）在电网中的比例也越来越大，并网运行的方式逐渐成为一种普遍的运行方式。DG 并网运行时，对与之相连的配电网的正常运行会产生一定影响，反之配电网的故障也会直接影响到 DG 的正常运行。为使 DG 可能产生的负面影响减低到最小，并尽可能发挥其积极的作用，同时也为了保证 DG 本身的正常运行，按照一定的规程进行并网极为重要。为此，世界上的一些发达国家和专门的学会、标准化委员会，如 IEEE、国际电工委员会（IEC）以及日本、澳大利亚、英国、德国等纷纷制定相应的并网导则和规程（参见表 20.4-2），中国也刚刚开始这方面的工作（参见表 20.4-3）。

表 20.4-2　　一些国家的分布式电源并网规程

序号	制定组织、国家	导则编号	规程名称	批准或实施年份
1	IEEE	IEEE Std 1547—2003	《分布式电源与电力系统互联标准》	2003 年 6 月 12 日由 IEEE-SA 标准局批准
2	IEEE	IEEE Std 1547.1	《分布式电源与电力系统联接设备的一致性测试程序标准（草案）》	2005 年
3	IEEE	IEEE Std 1547.2	《IEEE Std 1547—2003〈分布式电源与电力系统互联标准〉的应用导则（草案）》	
4	IEEE	IEEE Std 1547.3	《分布式电源与电力系统互联的监视、信息交换及控制导则（草案）》	
5	美国		《非公用事业单位属有的发电并网标准》	2001 年 1 月 5 日由美国加州圣地亚哥煤气和电力公司发布并实施
6	美国		《发电设施并网规程》	2001 年 1 月 5 日由美国加州旧金山太平洋煤气和电力公司发布并实施
7	IEC	IEC61683	《光伏系统、功率调节器—效率测量程序》	
8	IEC	IEC61727：2004，MOD	《光伏系统　电网接口特性》	2004 年
9	IEC	IEC62446/Ed.1	《并网光伏系统　系统资料、投运试验和检验的最低要求》	2006 年 11 月，草案，尚未批准
10	IEC	IEC62116/Ed.1	《与电力公司并网的光伏逆变器防孤岛措施的试验规程》	草案
11	日本	JIS C 8962：1997（日本工业标准）	《小型光伏发电系统功率调节器的试验规程》	1997 年
12	日本	JIS C 8906：1993（日本工业标准）	《光伏发电系统运行特性的测定方法》	1993 年
13	日本	JEAG 9701—2001	《分布式电源系统并网技术导则》	2001 年
14	澳大利亚	AS 4777.1—2005	《通过逆变器连接的电源系统并网　第一部分：安装要求》	2005 年
15	澳大利亚	AS 4777.2—2005	《通过逆变器连接的电源系统并网　第二部分：逆变器要求》	2005 年
16	澳大利亚	AS 4777.3—2005	《通过逆变器连接的电源系统并网　第三部分：网络保护要求》	2005 年

表 20.4-3　　中国有关太阳能光伏发电的并网规程

序号	制定国家或地区	导则编号	规程名称	批准或实施年份
1	中国	GB/T 19939—2005	《光伏系统并网技术要求》	2005 年 11 月 11 日由中华人民共和国国家质量检验检疫总局、中国国家标准化管理委员会发布，2006 年 01 月 01 日起实施
2	中国	GB/Z 19964—2005	《光伏发电站接入电力系统技术规定》	2005 年 12 月 12 日由中华人民共和国国家质量检验检疫总局、中国国家标准化管理委员会发布
3	中国	GB/T 19939—2005	《光伏（PV）系统电网接口特性》	2006 年 01 月 13 日由中华人民共和国国家质量检验检疫总局、中国国家标准化管理委员会发布，2006 年 02 月 01 日起实施

最初，由于一些非电力公司（或非公用事业单位）所属的分布式发电设施要求与电力公司（或公用事业单位）的配电网并网运行，电力公司（或公用事业单位）即自行编制并发布了仅用于自身电网的并网导则和规程。如表 20.4-2 中的序号 5、6，这些发电并网标准和规程是由美国加州的圣地亚哥煤气和电力公司、旧金山太平洋煤气和电力公司自行发布和实施的。这些标准由电力公司（或公用事业单位）单方面制定，可以作为一种企业标准，但对分布式发电设备的制造商、能源服务公司和用户不一定同等有利、公平而被他们普遍接受，为此 IEEE 主持制定了 IEEE Std 1547—2003《分布式电源与电力系统互联标准》，以作为美国一个国家层面的标准，于 2003 年批准并公布实施（表 20.4-2 中序号 1）。该标准主要包括 DG 并网的技术规程和试验等方面的内容，重点为与互联的性能、运行、试验、安全和维护等相关的要求。从运行方式看，既包括正常运行方式，也包括非正常方式，如形成孤岛等；内容不仅包括设计方面的要求，也包括安装、阶段性试验、投运、生产方面的要求；发电电源既包括同步机，也包括异步机，还包括采用逆变器进行功率变换的方式（如微燃机、光伏发电等）。该规程所考虑的 DG 为接于配电系统一次侧、二次侧、在公共连接点处的总装机容量小于 10MVA 的小型发电系统。尽管考虑了网络状配电系统，但重点在放射形配电网。有些标准是专门针对某一种分布式电源，如小型太阳能光伏发电，但 IEEE Std 1547－2003 标准是有关燃料电池、太阳能光伏发电、分布式发电、能量储存等的综合性的标准。

IEEE Std 1547—2003《分布式电源与电力系统互联标

准》是一个系列性标准中的第一个，还有一系列配套性的导则（表 20.4-2 中序号 2、3、4，IEEE Std 1547.1，IEEE Std 1547.2，IEEE Std 1547.3）。而且，该导则也是在其他一些导则的基础上发展起来的，如在由 IEEE 标准协调委员会 SCC21 所开发的“IEEE 推荐性实施和导则”（如 IEEE std. 929TM—2000，《光伏（PV）系统与电力公司系统接口的 IEEE 推荐性实施》）和由 IEEE 标准协调委员会 SCC23 所开发的“分散式储能和发电导则”（如 IEEE std. 1001TM—1988《分散式储能和发电设施与电力公司系统接口导则》）的基础上发展而来的。由于传统的电力公司配电系统并未按配电电压等级配有发电电源和储能设施设计，因而导则的目的是使配电系统接纳分布式发电和储能，而避免它们对系统的可靠性和安全性产生负面影响。并且所编制的导则应被设备制造商、电力公司、能源服务公司、标准制定单位、电力监管部门、终端用户和其他相关人员所普遍认同。由于该标准仅包括了实现一些最基本功能的技术要求，因而它既非设计手册，也非应用导则，当然它也不包括进行电力系统研究所用之方法、与互联相关的电价或其他商业性的内容等。

如前所述，世界上的一些发达国家和专门的学会、标准化委员会等均制定了相应的并网导则和规程，一方面这些导则所包括的内容类似，而 IEEE Std 1547—2003 标准较为成熟、典型而有一定的影响，以下以该导则为例，简要介绍和说明导则中的一些重要相关内容。

首先标准的综述部分陈述了其包括的范围、目的及适用限值。需指出的是尽管该标准适用于在公共连接点 PCC 处 DG 总装机容量不超过 10MVA，但它并不限制容量的上限值。该标准关心的是与互联相关的问题，而一般不涉及分布式电源（DR）自身的保护、运行要求等，也不涉及配电网本身的规划、设计、运行和维护等一系列问题。特别是该标准不适用于在 DR 和配电网之间的某种特殊的负荷转移，这种负荷转移是一种在“断开断路器前就已合闸”(make-before-break)的暂时性的操作，且假定两电源并行运行持续时间小于 100ms。

在对一些名词和术语进行定义后，标准陈述了 DG 与电网互联的技术规程和要求，包括总体要求、对配电网异常情况的响应、电能质量问题和孤岛运行等。

在标准总体要求中规定：电压波动、闪变等指的是 PCC 点的值，而且必须满足其他已有的相关标准；DR 的存在不应使原有网络设备的荷载和故障遮断容量越限；对于一些较大的 DR（如大于 250kVA），为了对它的状态进行监视，则需提供 DR 连接点的有功功率输出、无功功率输出和电压等信息；为使不因 DR 的存在造成设备检修时带电，当 DR 与配电系统解列时，两者间必须要有肉眼可见的隔离装置，不但它应处于断开状态，而且还要能予以锁定。

DR 对配电网异常情况的响应要求：当系统发生故障时，且 PCC 点测到的电压超出一定范围后，与之相联的 DR 应即停止向其供电，并至少持续到系统的重合闸闭合后才允许再送电；DR 停止向所联之系统供电的时间是有规定的，并与在 PCC 点测到的电压相关，电压越限量越大，则切除时间越快；而且切除的时间整定值是否固定还是现场可调，与 DR 的容量有关；对频率而言也有与电压类似的要求。标准限定上述 DR（即整定值固定或越限）的界限容量为 30kW，值得注意的是，对于容量大于 30kW 的 DR 切除时间可以调得更长些。DR 与系统解列后的再并网，一般要求在系统的电压和频率恢复正常后，并有一定时延。

对电能质量问题则要求 DR 产生的直流注入、电压闪变和谐波电流畸变均不超过一定的数值。

对孤岛运行问题则要根据有意还是无意的解列运行而采取不同的处理方式。

标准还对试验规定了一些要求，包括设计试验、生产性试验、并网装置评估、投运试验和周期性互联试验。

日本对 DG 并网规程的制定非常重视和严格，早在 20 世纪 80 年代就已制定了发电设备接入高压电网的相应规程，而有关 DG 接入低压配电网的并网规程则是在 20 世纪 90 年代制定的，如 1991 年 3 月和 1993 年 3 月制定了直流发电设备无逆向潮流和有逆向潮流的并网规程（参见表 20.4-2，序号 12），1998 年 3 月制定了包括旋转机械的并网规程。2001 年编制了《分布式电源系统并网技术导则》（JEAG 9701—2001，参见表 20.4-2，序号 13）。

中国目前尚无专门用于分布式发电的导则和规程，但近几年来不断地有关于太阳能光伏发电并网的国家标准经国家质量检验检疫总局、中国国家标准化管理委员会批准后发布并开始实施（参见表 20.4-3 中序号 1、2、3），这些标准大多是为了配合《中华人民共和国可再生能源法》的实施而推出的。其中序号 1《光伏系统并网技术要求》主要用于以低压方式与电网连接的光伏系统，序号 2《光伏发电站接入电力系统技术规定》适用于通过输电线路（电压等级 10kV 及以上）与电网连接的大规模光伏发电站（100kW 及以上）。序号 3《光伏（PV）系统电网接口特性》实际上是基于 IEC61727：2004《光伏（PV）系统　电网接口特性》（英文版）的翻译稿，仅做了少量的修改。尽管目前它们是推荐性或指导性的国标，但终究能使光伏发电并网时有章可循。太阳能光伏发电是近年来发展较快的一种分布式发电形式，且是一种间隙式发电形式，往往需配备一定数量的储能装置，如铅酸电池；发电设备为静止型的，此外还要通过逆变器与电网相联，设备和运行均有一定的特殊性。国外如美国、日本等都是先有了关于光伏发电的并网导则后，再颁布分布式发电并网导则，自然后者一般应覆盖前者，但具体实施时应结合考虑。

6 分布式电源的管理及政策法规

分布式电源系统的健康快速发展与政府所制定的政策、法规密切相关，也与有关部门的合理管理相关。由于分步式电源（能源）系统具有相当高的能源转换效率，各国均将其作为节约能源、保护环境的重要措施和手段，因此都制定了相应的政策和法规。

如美国在 20 世纪七、八十年代就开始发展小型热电联产，并为此制定了许多优惠政策，如减免热电联产项目的投资税，简化经营许可证的审批程序等，同时在能源法中规定，经营电网的电力公司必须收购 DG 的电力，并以长期合同形式固定电价和收购电量，允许独立发电商向用户直销电力。能源部还出资资助 DG 的研究。制定 DG 的并网导则，以利于 DG 的并网。日本在其相关的法令，如《供热法》、《城市规划法》等法规中，在税赋标准方面对 DG 作了特别的减免规定，降低银行融资的利息和给予一定的利息补贴。政府也会对相关行业发放研究、开发和普及宣传的补助金。在英国，由于以天然气为燃料的发电比例近年来增加迅速，相应地小型热电联产也获得了高速发展，这与英国政府所采取的一系列措施有关。除了在减免税收、为融资提供便利条件外，在能源价格的制定方面，依靠政府的政策，调节电力和天然气的合理比价，保证天然气的充足供应，对天然气管网进行合理收费，因而除了主要通过市场进行调节外，政府

的政策调控作用是显而易见的。其他如德国、法国、荷兰、西班牙、丹麦等许多欧盟国家均有类似的政策和法规，目的为促进分布式能源系统的健康快速发展。

我国在 1997 年 11 月就已通过的《中华人民共和国节约能源法》中明确鼓励发展热电冷联产技术、能源梯级利用技术等，并将这些技术作为可持续发展战略的重要组成部分，制定了税收等方面的优惠政策。2005 年 2 月颁布、2006 年 1 月 1 日起正式实施的《中华人民共和国可再生能源法》在可再生能源的规划和开发、科技研究和产业化发展、新技术推广应用、可再生能源发电的上网电力收购和服务、上网电价的价格管理和费用分摊、专项资金支持、税收政策等多方面作了详细的规定，非常有利于采用可再生能源做燃料的分布式能源系统的发展。当然，任何法规的实施都会有一个过程，并需要编制相应的实施细则。

第 5 章 分布式能源系统的经济性和环保性评估

1 分布式能源系统的经济性评估

发布式发电是否可行，其经济性是一个极为重要的指标，有时往往成为 DG 是否采用的决定性因素，因此必须对 DG 的成本和效益作一全面和综合的评估。这里主要包括两方面的内容。一方面是作为分布式能源系统自身的经济性，另一方面为电力系统的经济性，即要考虑 DG 并网运行时对所在之配电网经济性的影响。

1.1 分布式能源系统自身的经济性

对于自身的经济性，必须综合考虑整个分布式能源系统的建设投资成本，即必须考虑分布式发电系统、可能采用的储能系统、可能的并网系统和设备、余热利用系统等的建设投资成本，且要将该成本与常规能源的建设投资成本进行比较。此外还必须考虑其所采用的能源的价格、设备利用效率、投资回收周期、设备运行方式、运行维护费用等。

目前应用最多的分布式发电采用以天然气为燃料的燃气轮机、微燃机和内燃机等，还有一些采用柴油机。国内的 DG 项目中，由于燃气轮机、微燃机大多进口，因此发电机组成本较高，大大超出煤电机组，相比之下内燃机、柴油机价格比较便宜，且内燃机还可利用沼气等作燃料，因此应用较为普遍。在选择这些机组时，容量大小是首先要考虑的问题，在满足负荷需要的同时要使效益最高，可根据投资成本和其他各项费用支出，再计及各种获益，进行投资回收周期计算，该项指标往往是评估 DG 是否可行的最重要的指标之一。

太阳能光伏发电的投资成本高达 5 万～6 万元/kW，约为常规煤电投资成本的 10 倍左右，经济性能较差，阻碍了太阳能光伏发电的大规模应用，目前在中国应用数量不大，预计 2020 年左右，当它的发电电价可与常规能源发电的电价相比较时，才可能获得大规模应用。在进行 DG 的经济性分析时，设备的寿命也是一个必须考虑的因素，如能将太阳能电池的寿命从目前的 20 年左右再进一步提高，则对其经济性的提高是极为有利的。而与太阳能电池运行相配合的铅酸电池寿命较低也是影响其经济性的原因之一。

当分布式发电主要以并网方式运行时，一般可不考虑储能系统，因此可节约相当大的投资。但若为太阳能光伏发电，则不管是以孤立电网方式运行（如风光互补系统）还是联网运行往往都需要储能装置，如采用铅酸电池储能以配合光伏发电的运行。风力发电并网运行时，若风力发电容量与所联之电网的容量相比较小、且具有足够输电能力的联络线时，一般不需要储能装置，但若为了使其出力平稳，利于电力部门调度，则可配备一定量的储能装置，但投资成本相当高，如采用高性能的钠硫电池，每千瓦投资将达煤电发电投资成本的 5 倍左右。

此外，分布式发电要并入现有的配电网运行，必须增加相应的并网设备，如与配电网相联之开关设备、控制和保护设备等。由于配电网是早已建成并在正常运行，因此，为保证配电网和 DG 本身的安全运行所必须增加的并网设备，一般均要由 DG 的供应商或用户自己负担，相应地增加了 DG 系统的建设成本。

有些 DG 发电后的余热必须利用，即要用有补燃设备的余热锅炉产生热水、热蒸汽，或用余热直燃吸收式制冷机产生冷水，还需一些水泵、风机等，这些均为分布式能源系统必须配备的设备。所以目前分布式能源系统的建设投资成本还是相当高的。

分布式发电的成本除了建设成本外，还需要一定的运行维护成本。燃气轮机、微燃机、内燃机一般以天然气为燃料，美国、英国等一些天然气资源相对较为丰富的国家，由于受环境保护的制约，近年来较多地采用以天然气为燃料的大型热电联产项目，或分布式发电能源系统，为用户提供电能和其他能源。但即便是这些国家，近年来也不断受到天然气价格上升的压力和冲击。我国是天然气资源不够丰富且分布不均匀的国家，上海、江苏、浙江的天然气要从几千公里外的新疆或东海海上油田提供，或购买液化天然气 LNG，因而天然气的价格很高，制约了分布式发电的发展，如浙江杭州的天然气价格达 3 元/m^3 以上，并有不断上涨的趋势，使 DG 所发之电力很难与常规配电网所提供之电力相竞争。所以往往要通过余热利用，提高整个系统的效率，以提高发电系统的经济性。

表 20.5-1 给出了北京燃气集团分布式发电项目的能源利用效率，由此可见，单单发电环节的效率一般只有 30% 左右，而加上余热利用后的总体效率可达 80%以上；同时若在秋季或春季不需要供热或制冷时，余热无法得到利用，则全年的效率就有可能大大降低，如正在建设的北京中关村软件园的分布式发电项目设计的最高能源利用效率为 75%～85%，但预计实际的全年平均能源利用效率可能只有 55%～65%。这也是为什么 DG 往往在医院等首先得到应用的原因，那里可能全年都需供热和制冷，大大提高了能源利用效率，相应地降低了运行成本。太阳能电池的年运行小时数往往只有 1500～2000h，运行时间过短也是其效益不能充分发挥的原因之一。

表 20.5-1 北京燃气集团分布式发电项目的能源利用效率

分布式发电项目	季 节	电效率（最高）	余热利用（冷、热）效率（最高）	总体效率（最高）
北京燃气集团	冬季	35%	53%	81%
	夏季	35%	61%	86%

制约 DG 系统利用效率的另一个因数为：作为发电侧而言，电、热、冷负荷往往是有一定的比例的，但用户对冷、热、电的利用并不一定与其相配合，所以若分布式能源系统设计不合理也可能导致系统利用效率的下降，“以热定电”常常是许多分布式发电项目的设计原则。

生物质能发电是目前国内发展较迅速的一种分布式发电技术，我国已引进世界上技术先进的丹麦生物质能发电技术，并正在进行大力推广，但须注意的问题是，许多利用农村废弃物秸秆为燃料的直燃式生物质能发电的机组容量往往

为 MW 级或以上，当然一般而言，单机容量越大效率越高。但由于秸秆等燃料的能量密度很低，即使是小型机组也要消耗大量的燃料，使燃料收集半径大大扩大，从而大大地增加了燃料的收集运输成本。有资料显示，在我国生物质能发电的电价中仅秸秆运输成本就可能高达 0.2～0.4 元/kWh，而大量的秸秆用于发电可能造成原料收购价格的上升，由此造成生物质能发电电价过高。所以，生物质能发电的单机容量选择，必须兼顾中国的国情，不能一味地增大单机容量。

分布式发电的经济性除了与天然气价格、秸秆收集成本等有关外，还与其运行方式有密切关系。如上海浦东机场的分布式发电系统往往在白天配电网供电电价处于高的峰荷电价时投入运行，而在夜间配电网供电电价处于低廉的低谷电价时退出运行，从而提高了 DG 系统的经济性。

1.2　分布式发电系统并网运行时的经济性问题

除了分布式能源系统自身的经济性外，如果 DG 并网运行，则其经济性还反应在电网侧，包括：推迟集中式大电源和输电线建设，减小输配电线路的堵塞，降低输配电线路的线损，提高电力系统可靠性、安全性和运行灵活性，减小夏季电力峰荷，提供配电网的辅助服务，降低电力公司的效益等方面。

目前电力系统中的主要供电电源仍然来自于集中式大电源，受资源、环保、线路走廊等多种因素的制约，新的集中式大电源和高压输电线的选址和建设越来越显困难，再加上开放的电力市场，需随时灵活地调节线路的潮流，使输电线路的堵塞现象越来越严重。分布式发电是位于用户侧的，它的数量不断增加必定会延缓集中式大电源和高压输电线路的建设，同时能减轻输电线路的堵塞现象，对提高大电网的安全稳定运行性能和经济性是有利的。

研究表明，对放射性配电线路而言，若 DG 的安装位置处于负荷分布均匀的放射状配电线路末端 2/3 左右或接近末端，则有利于减小配电线路的网损。尽管 DG 的最终选址往往由用户决定，而非由供电部门按网损最小任意确定，但非安装在配电线路首端的 DG 多少会有利于网损的降低。

电力系统的负荷往往在夏季白天达到高峰，如果电力公司的调度部门与 DG 的运营商能进行适当配合，即在夏季高峰负荷时或在系统有需要时开启 DG，利用 DG 作为一种调峰的手段，对大电力系统的运行是有利的。目前有种趋势，即将 DG 作为需求侧管理的一种措施和手段。

目前一般情况下电力公司不希望 DG 在运行时对变电站母线电压进行调节，以免出现电压的争抢调节和振荡现象。但在某些特殊或事故情况下，DG 系统的无功调节能力可作为一种辅助调节手段，对电网的电压和无功调节起一定的支持作用，相应地提高了配电系统的无功调节能力和经济性。

目前国内大多数 DG 都采取“并网不上网”的运行方式，即 DG 并网运行，由 DG 和配电网同时向用户提供电力，DG 不向电网反送功率。但此时配电网的线路和变压器的容量仍然要按用户的最大负荷考虑，即要考虑 DG 完全退出运行的情况。当 DG 正常发电时，配电网设备处于备用状态，由此大大地降低了配电网设备的利用率，即增加了配电网设备的投资回收期，相当于增加了设备成本。因此，电力公司往往要 DG 的开发商和所有者或用户为经常作为备用的那部分设备支付一定的容量费用，弥补其经济方面的损失，才允许 DG 并网。DG 所有者向用户供电的同时，实际上降低了电力公司的售电获益。

当配电系统发生事故而造成全系统停电时，只有特殊设计的 DG 才能保证其辅机仍有电力供给并能正常运转，否则由于缺乏辅助电源或因天然气等燃料无法正常供应，DG 仍不能保证自身正常发电并向用户供电，即系统运行的可靠性仍无法得到提高。英国有采用以天然气作燃料的 DG 来为天然气泵站提供电力的设计，以确保在电力系统出现故障时，天然气系统自身仍能保证燃料的供应，从而提高其他 DG 系统的运行可靠性。不管何种设计，由于 DG 系统较为简单，往往有利于大电力系统的黑启动，相应地提高了系统的可靠性。可靠性的提高而避免的因停电而造成的用户经济上的损失应计入 DG 的经济性中。

2　分布式能源系统的环保性评估

对发电系统而言，环境保护的控制指标主要为：氮氧化物（NO_x）、碳氧化物（CO_x）、二氧化硫（SO_2）、微粒以及铅和汞等重金属。对于上述物质的排放量，以天然气和沼气等为燃料的内燃机、微燃机等要比燃煤机组的排放量少得多。采用太阳能光伏发电和燃料电池发电等技术，则几乎对环境无影响。分布式能源系统的优良的环保特性是它得以快速发展的重要原因之一。

需注意的是尽管以天然气为燃料的燃气轮机、内燃机等的排放物比燃煤机组的排放量少得多，但煤的燃烧往往位于远离大城市的煤矿附近的坑口电厂，而 DG 却位于城市中心。只要有高温燃烧，就会形成氮氧化物（NO_x），这对需要控制 NO_x 排放的城市而言，增加了一定的难度。北京市地方法规对燃气锅炉排放 NO_x 的标准为限制在 200mg/m^3 以下，燃气轮机的 NO_x 排放都能达到以上标准，但多数燃气内燃机却很难达到此标准，因此 NO_x 排放标准使燃气内燃机的采用受到限制。美国加州则将 NO_x 排放标准控制在 250mg/m^3 以下。

此外，据国外有关文献，以天然气为燃料的 DG 在城市中过于集中会产生所谓的“热岛效应”，不利于城市居民的生活。

第 6 章 分布式发电的发展前景

1 微型电网（Micro-grid）技术

目前，世界分布式电源的发展中出现了一种布置更为分散、单个机组产热规模更小、更靠近用户侧、可更灵活地适应用户需要的分散式电源（往往采用微燃机、屋顶太阳能电池发电、燃料电池等）的趋势，多个小型分散式电源 DR 组成了一个称作为“微型电网（或微电网）”并仍与配电网互联的系统，由此在配电网出现故障而微型电网与其解列时，仍能维持微型电网自身的正常运行，这种微型电网的模拟、控制、保护、能量管理系统和能量储存技术等与常规分布式发电技术有较大不同，须进行专门的研究。目前，国内对微型电网的研究刚刚开始，发表的文章为数很少且基本上为综述性的。国外对微型电网的研究较为领先，但由于该项技术较新，因此对微型电网的定义不很一致，其中较有权威性的为美国 CERTS 联合会给出的定义和欧盟关于微型电网的项目给出的定义，尽管表述方式不很一致，但实质内容差别不大，本篇将基于美国 CERTS 联合会的定义进行阐述。

由电力集团（Electric Power Group，EPG）、伯克利劳伦斯国家实验室（Lawrence Berkeley National Laboratory）等十来个著名的研究机构组成的 CERTS 合作组织（Consortium for Electric Reliability Technology Solutions，CERTS），在美国能源部（DOE）和加州能源委员会（California Energy Commission）等资助下，对微型电网技术开展了专门的研究。他们提出了 CERTS 定义的微型电网基本概念：这是一种负荷和微电源的集合。该微电源以在一个系统中同时提供电力和热力的方式运行。这些微电源中的大多数必须是电力电子型的，并提供所要求的灵活性，以确保能以一个集成系统运行。其控制的灵活性使微型电网能作为大电力系统的一个受控单元，以适应当地负荷对可靠性和安全性的要求。

这种 CERTS 定义的微型电网提出了一种与以前完全不同的分布式电源接入系统的新方法。传统的方法在考虑 DR 接入系统时，着重在 DR 对网络性能的影响，传统方法在 IEEE Std. 1547-2003 分布式发电的并网导则中得到充分的体现，即当电网出现问题时，导则要确保联网之分布式电源自动停运，以免对电网产生不利的影响。而 CERTS 所谓的微型电网要设计成当主电网发生故障时微型电网与主电网无缝解列或成孤岛运行，一旦故障去除后便可与主电网重新连接。这种微型电网的优点为它在周围的配电系统中被视为一个自控型实体，保证重要用户电力供应的不间断，提高供电的可靠性，减少馈线损耗，对当地电压起支持和校正作用，不但避免了传统的分布式发电对配电网的一些负面影响，还能对接入点配电网起一定的支持作用。

1.1 基本设备和技术

基于上述概念，在微电网中功率范围在 100kW 以下的微型燃气轮机将得到广泛的应用，它具有转速高（5 万～10 万 r/min）、采用空气轴承等特点，所发出的高频（1000Hz）交流电须经交流—直流—交流环节转变为 50Hz 工频交流电供给负荷。国际上的一些著名微燃机制造厂家包括：美国的 Capstone 和 Honeywell 公司及欧洲的 Bowman 公司。它的缺点为燃烧过程所产生的 NO_X 仍对城市的环保不利，尽管所产生的 NO_X 要比燃煤少，但只要有高温燃烧，就至少会将空气中的氮和氧化合，所排放的 NO_X 更接近城市的人口稠密区，有可能促成城区形成大雾。燃料电池由于具有高效和低排放的特点自然也很适合作为微电网的电源，特别是高温 MCFC 和 SOFC 比较适用于发电。其缺点是目前价格较贵，较少实际应用。太阳能光伏发电、小型风电和生物质能发电也是很好的电源选择。蓄电池和超级电容器是微电网重要的储能元件。余热回收装置也是重要的部件之一。特别需要说明的是正是由于余热的利用提高了能源利用的效率，使这种电力和热力联供的方式具有强大的生命力，热水或热蒸汽并不能象电那样容易而经济地长距离输送，而微电网的结构恰恰能使热源更接近热负荷。

1.2 微型电网的结构

一种典型的微型电网的系统结构图如图 20.6-1 所示。

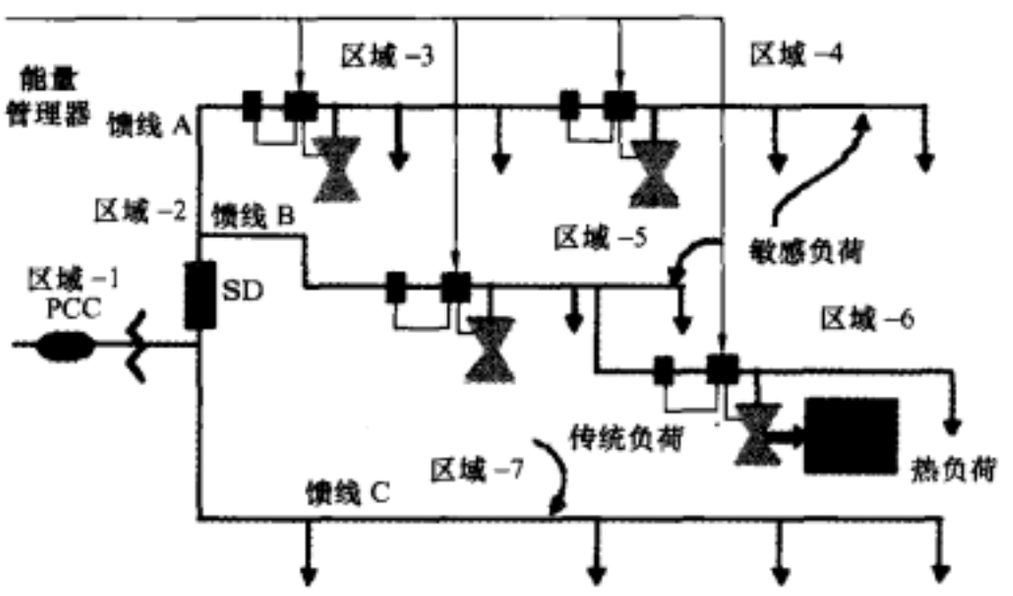


图 20.6-1 典型微型电网结构图

—微电源；■—功率及电压控制器；⬬—公共连接点；

▮—断路器；▮—隔离装置

由图 20.6-1 可见，相对于大电力系统而言，微电网类似于一个独立的控制单元，其中每一个微电源都具有简单的即拔即插功能。对每一个微电源，最关键的是它本身的接口、控制、保护以及对微电网的电压控制、潮流控制和维持其运行稳定性。另一个重要的功能是微电网的并网运行和孤岛运行方式间的平稳转移。由图 20.6-1 可见，在微电网中，为防止微电网与配电网解列时对微电网内负荷的冲击，微电网的配电结构需重新设计，将不重要的负荷接在同一条馈线上，如馈线 C，重要或敏感的负荷接在另外馈线上，如馈线 A 和馈线 B。馈线 A 和 B 上还安装有分布电源及相应的控制、调节和保护设备。如此，在微电网与主网解列时，通过隔离装置（SD）可甩去一些不重要负荷，但仍能保证一些重要负荷的正常、连续运行。

微型电网具有以下一些主要功能和特点：

（1）微电源控制器（Micro-source Controller）。微型电

网主要靠微电源控制器来调节馈线潮流、母线电压及与主网的解、并网运行。由于微电源的即拔即插功能，因此调节依赖于就地信号而不依赖于通信，且响应是毫秒级的。

(2) 保护协调器 (Protection Coordinator)。保护协调器既用于主系统的故障，也用于微电网的故障。当主网故障时，保护协调器要将微电网中最重要的负荷尽快地与主网隔离，其作用类似于不间断电源。某些情况下微电网中重要负荷允许电压短时暂降，则在采取一定的补偿措施后可不使微电网与主网分离。当故障发生在微电网内，该保护应该在尽可能小的范围内将故障段隔离。

(3) 能量管理器 (Energy Manager)。能量管理器按电压和功率的预先整定值对系统进行调度，响应时间为分钟级。

1.3　微电网的控制方法

1.3.1　基本要求

(1) 新的微电源接入时不改变原有的设备。

(2) 微电网解、并列时是快速无缝的。

(3) 无功功率、有功功率要能独立进行控制。

(4) 电压暂降和系统不平衡可以校正。

(5) 要能适应微电网中负荷的动态需求。

1.3.2　控制功能

(1) 基本的有功功率、无功功率控制 (*P*-*Q* 控制)。由于微电源大多为电力电子型的，因此有功功率和无功功率的控制、调节可分别进行，可通过调节逆变器的电压辐值来控制无功功率，调节逆变器电压和网络电压的相角差来控制有功功率。

(2) 基于调差的电压调节。在有大量微电源接入时用 *P*-*Q* 控制是不适宜的，若不进行就地电压控制，就可能产生电压或无功振荡。而电压控制要保证不会产生电源间大的无功环流。在大电网中，由于电源间的阻抗很大，不会出现这种情况。微电网中只要电压整定值有小的误差，就可能产生大的无功环流，使微电源的额定值超标。由此要根据微电源所发电流是容性还是感性来决定电压的整定值，发容性电流时电压整定值要降低，发感性电流时电压整定值要抬高。

(3) 快速负荷跟踪和储能。在大电网中，当一个新的负荷接入时最初的能量平衡依赖于系统的惯性，主要为大型发电机的惯性，此时仅系统频率略微降低而已。由于微电网中发电机的惯量较小，有些电源 (如燃料电池) 的响应时间常数又很长 (10～200s)，因此当微电网与主网解列成孤岛运行时，必须提供蓄电池、超级电容器、飞轮等储能设备，相当于增加一些系统的惯性，如此才能维持微电网的正常运行。

(4) 频率调差控制。在微电网成孤岛运行时，要采取频率调差控制，改变各台机组承担负荷的比例，以使各自出力在调节中按一定的比例且都不超标。

1.4　微电网的保护

微型电网结构对继电保护提出了一些特殊的要求，必须考虑的因素主要有以下几点：

(1) 配电网一般是放射形的，由于有了微电源，保护装置上流经的电流就可能由单向变为双向。

(2) 一旦微电网成孤岛运行，短路容量会有大的变化，影响了原有的某些继电保护装置的正常运行。

(3) 改变了原有的单个 DG 接入电网的方式，构成微电网的初衷之一是尽可能地维持一些重要负荷在电网故障时能正常运行而不使其供电中断，这些重要负荷往往为对电压敏感的，即不允许电压变动过大、时间过长，为此必须采用一些快速动作的开关，以代替原有的相对动作较慢的开关。这些均可能使原有的保护装置和策略发生变化。

1.4.1　微电网并网运行

要根据微电网中负荷的需求来确定保护的方案，即要根据负荷对电压变化的敏感程度的不同 (如半导体制造工业或一般商业性负荷) 和控制标准来配置保护。如故障发生在主配电网中，则要采用高速开关类隔离装置 (Separation Device，SD)，将微电网中的重要敏感性负荷尽快地与故障隔离。其时，微电网中的 DR (或 DER) 是不应该跳闸的，以确保故障隔离后仍能对重要负荷正常供电 (供热)。当故障发生在微电网中时，除了上述隔离装置动作外，微电网内的开关也要动作，以保护非故障的微电网馈线段。而且隔离装置的动作时间要与配电网中上级保护装置协调，以免影响上一级馈线负荷。一旦主电网恢复正常，就应通过测量和比较 SD 两侧电压的幅值和角度，采用自动或手动的方式将微电网重新并网运行。如果微电网内仅有一个微电源，当然允许采用手动的方式再同步并网，但若在微电网内多个地点有多个微电源，则必须考虑采用自动的方式再同步并网。

1.4.2　微电网孤岛运行

当微电网孤岛运行时，为了使所隔离的故障区尽可能的小，微电网中保护装置的协调尤为重要。特别需要指出的是，由于微电网的电源大多为电力电子型设备，所发出的电力通过逆变器与网络连接，故障时仅提供很小的短路电流 (例如 2 倍于正常负荷电流)，难以启动常规的过电流保护装置，因此，保护装置和策略就应作相应的修改，如采用阻抗型、零序电流型、差分型或电压型继电保护装置。对于由配电网提供良好接地的微电网，一旦微电网与配网解列，就必须考虑微电网本身的接地系统是否能满足需要和对其继电保护配置会产生何种影响，因为故障时，不对称电流的通路及大小与降压变压器的连接方式 (Yy，Dy，Dd 等) 和它们的接地方式有密切的关系，也与微电源自身形式 (发电机或电力电子型) 及其接地方式密切相关。为此，微电网的接地系统必须仔细设计，以免微电网解列时继电保护误动作。

1.5　微电网的能量管理系统 (Energy Manager 或 Energy Management System，EMS)

微电网被定义为发电和负荷的集合，而通常负荷不仅包括了电负荷，还包括热和冷负荷，即热电联产 CHP 或冷热电联产 CCHP。由此，微电网不仅要发电，而且要利用发电的余热以提高总体效率。能量管理系统的目的即为作出决策以最优地利用发电产生电和热 (冷)。该决策的依据为当地设备对热量的需求、气候的情况、电价、燃料成本等。

能量管理系统的调度控制功能：能量管理系统是为整个微电网服务的，即为系统级的，由此首要的任务是将设备控制和系统控制加以明确区分，使各自的作用和功能简单明了。微型汽轮机的转速、频率、机端电压、发电机 (微电源) 的功率因数等应由微电源来控制，它们依据就地信号。CERTS 的模型中，EMS 只调度系统的潮流和电压。潮流调度时需考虑燃料成本、发电成本、电价、气候条件等。EMS 仅控制微电网内某些关键母线的电压幅值，并由多个微电源的控制器配合完成，与配电网相连的母线电压应由相连之上级配电网的调度系统来控制。

除了上述基本功能外，EMS 还具有其他一些功能。如：当微电网与配电网解列后微电网应配备快速切负荷的功能，

以使微电网内的发电与负荷平衡；由于微电源同时供给电、热等负荷，调度时应同时兼顾，一般情况下往往采取“以热定电”的原则，即在满足用户对热负荷需求的条件下再进行电量的调度；微电网中应配备一些储能设备，如蓄电池、超级电容器、惯性飞轮等，如微电网孤立运行时 30kW 的微燃机无法使 10Hp 的马达（电动机）启动，因为大型马达（电动机）启动时的电流可能高达额定值的 5～7 倍，但它们只能满足几秒至几分钟的电力需求，无法满足 10min 至 1h 的电力需求，因此可考虑将某些不重要的负荷作为备用在必要时予以切除。

EMS 的功能自然首先应针对微电网内的需求，如潮流和电压调度、电能质量和可靠性、提高运行的效率和经济性、降低污染排放等，但长远看它还可对配电网提供一些辅助服务和可靠性服务。此外，由于微电网本身位于用户处，这些用户可能为中心商业区（CBD）、学校、工厂等，它们本来就有供热、通风、空调等（HVAC）过程控制系统，未来的 EMS 系统有可能成为这些系统以及当地发电、储能等的总调度系统。

2 分布式发电的发展趋势及应用前景展望

2.1 分布式发电（电源）技术应用的障碍和瓶颈

尽管世界上分布式发电（电源）的发展十分迅速，我国目前也有一股采用分布式发电（电源）的热潮，但 DG（DR）在我国的发展还刚刚起步，且存在不少瓶颈和障碍，因而进展尚不够快。

2.1.1 经济性方面

目前我国较大容量的分布式发电都是采用以天然气或沼气为燃料的燃气轮机、内燃机、微型汽轮机发电系统，由于天然气的价格较高，并有继续快速上涨的趋势，由 DG 所发出的电力的价格比由供电部门所供的电力的价格要高一些，即使包括其综合利用的热能等也如此。利用沼气、秸秆等生物质能作燃料的发电技术，由于秸秆的收集、运输成本相对较高，相应地提高了发电成本。因此如不考虑节能、高效率、环保等因素，没有能源政策和环保政策等的支持，就发电电价而言较难与常规能源（如煤炭）相竞争。而利用氢气作燃料的燃料电池发电和太阳能电池发电所发的电力的电价更高，目前约为利用常规煤电所发电力之电价的 10 倍左右，预计在 2015～2020 年以后，其电价才可能被接受，因此采用燃料电池发电技术和太阳能发电技术的分布式发电的大量应用可能要更晚一些。

2.1.2 能源政策和法规方面

分布式发电可利用多种能源，如洁净能源（天然气）、新能源（氢）和可再生能源（风能和太阳能等），尽管其符合能源利用的多样性、安全性、环保性等，但我国目前有关可再生能源及能源综合利用的政策和法规还不齐全，税收等方面的优惠政策也还欠缺，特别是即使有了各种能源法规，但在具体实施时还需要相应的技术标准、规程和导则，这些标准的编制需要一定的过程和时间，并要在实施过程中不断完善。从国外的经验来看，从导则的编制到最终被公众普遍接受须几年时间。

2.1.3 燃料供应方面

尽管目前燃气公司积极鼓励采用分布式发电，但目前我国天然气开采总量并不多，且分布不均。如上海市所用的天然气气源须从 4000km 外的新疆等地方，通过建造长输气管道来输送，不但提高了天然气价格，还降低了可靠性。我国目前城镇人口约为 40%，正以每年 1%强的速度增加，到 2020 年时预计可达 55%～60%，天然气主要还需供居民生活使用，天然气这种非可再生能源的储量有限，目前已有关于气源不足影响华东新建燃机正常发电的报导。大量天然气管道的建设和正常供气与否制约了以天然气为燃料的燃气轮机、内燃机、微型汽轮机发电系统的发展。如果采用以氢气为燃料的燃料电池发电，就目前技术水平而言，氢气的制备、储存和运输都还存在一些尚需解决的问题。

2.1.4 效率问题

尽管分布式电源的效率可达 60%～90%，但这是理论上的数值，实际应用时的效率取决于具体设计的好坏和能源利用的情况。在医院等常年需要供热或供冷的场合，实际利用效率可达到 75%～85%，否则往往可能只有 60%多一些。效率高底与设计密切相关，“以热定电”往往可达到较高的效率。效率的下降相当于成本的提高，上海黄浦中心医院的 DG 就是因为设计不合理使成本太高，以致无法维持而停运的。

2.1.5 与配电网联网

当 DG 与配电网并网运行时，会对配电网的运行产生一定的影响。由于供电部门通过配电网对用户供电，须保证相当高的可靠性和电能质量，所以往往只有在确保消除 DG 对配电网的不利影响后，供电部门才允许 DG 与配电网并网运行。目前我国尚无正式颁布的分布式发电并网运行规程，并缺乏一些计算和分析的手段和工具，往往会影响 DG 的接入或延长 DG 的接入时间。

2.1.6 环保方面

尽管从总体而言，采用以天然气为燃料的燃气轮机、内燃机、微型汽轮机发电系统比采用以煤为燃料的火电机组发电的排放量要少得多，但只要有高温燃烧，就会产生氮氧化物 NO_X，分布式发电大多布置在城市中，增加了城市的氮氧化物 NO_X 的排放量，使城市的环保状况变坏，城市中过多的 DG 还会因热岛效应，使城市气温升高。只有当大量采用太阳能光伏发电或以氢气为燃料的燃料电池发电时，才可能彻底解决城市的此类环保问题。

2.1.7 电力市场及计量问题

目前我国的分布式发电大多不考虑 DG 所发电力上网的运行方式，即所谓的“并网不上网”运行方式，今后一旦需要向配电网送电时，不但需要增加双向计量的表计，高峰和低谷电价如何计算也将成为一个主要问题而需慎重考虑。我国目前尚未开放配电网侧的电力市场，而 DG 的接入与配电网侧的电力市场密切相关。

2.1.8 其他问题

此外还有一些其他问题，如防火安全问题：北京市防火规程规定，压力大于 0.2MPa 的天然气不允许进楼，这就限制了一些小型微燃机发电系统安装在楼宇内，而这在国外是到处可见的；占地问题：尽管 DG 所需场地面积不大，特别是太阳能光伏发电还布置在屋顶，燃料电池发电产品已相当小型化，但因城市用地紧张，当采用燃天然气的燃气轮机发电系统时，设站选址时可能会遇到一些困难。

2.2 分布式发电(电源)技术的研究与开发的重点

近年来我国分布式发电工程项目发展较快，就北京、上海、广州等大城市而言，工程一个接一个地付诸实施。《中华人民共和国可再生能源法》的颁布更促进了各种生物质能发电的发展，大量的小型生物质能电厂在农村、县和中小城市接连投运。相对而言相关技术的研究和开发有些滞后，所

以应加大研发的力度，研制出具有我国自主知识产权的产品和系统并降低它们的成本。此外，由于大多数 DG 采用与配电网并网运行的方式，因此对未来配电网的规划和运行影响较大，需进行深入研究，具体包括以下几个方面：

2.2.1　分布式发电系统的数学模型和仿真技术研究

建立 DG 本身及并网运行的稳态、暂态、动态的数学模型，开发相应的数字模拟计算机程序或实验室动态模型和仿真技术，也可建立类似日本中央电力研究院正在建设的户外分布式电源试验场（见图 20.6-2）。

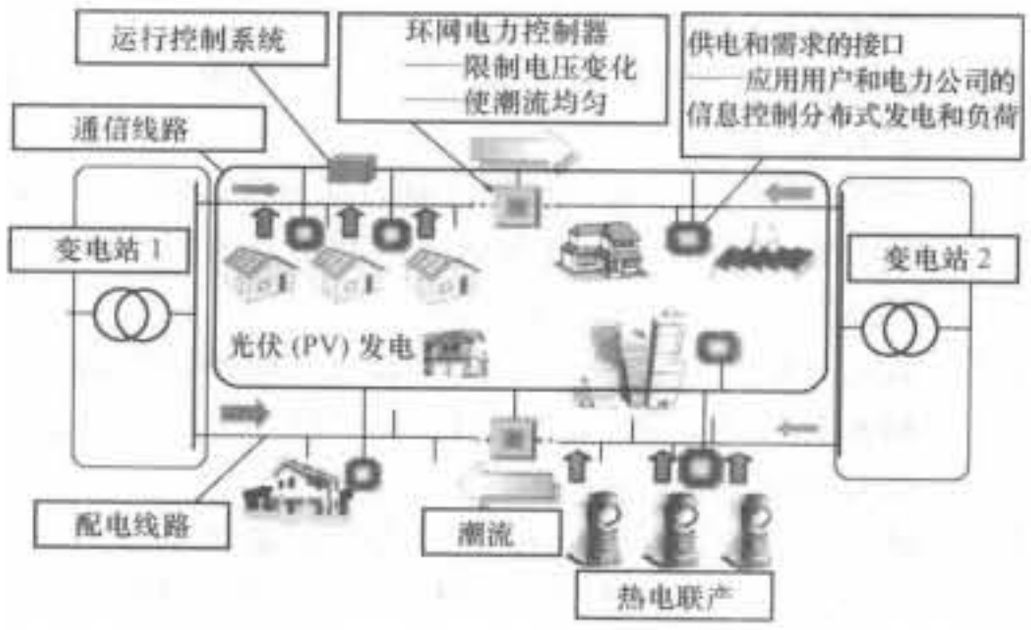


图 20.6-2　日本中央电力研究院户外分布式电源试验场

2.2.2　规划研究

进行包括 DG 在内的配电网规划研究，研究 DG 在配电网中的优化安装位置及规模、DG 对配电网的电能质量、电压稳定性、可靠性、经济性、动态性能等的影响。配电网应规划设计成方便 DG 的接入并使 DG 对其本身的影响最小。

2.2.3　控制和保护技术研究

研究对大型 DG 的监控技术、包括 DG 在内的配电网新的能量管理系统（Energy Manager）、将 DG 作为一种特殊的负荷控制和需求侧管理手段的技术、对配电网继电保护配置的影响及预防措施等。

2.2.4　电力电子技术研究

新型的分布式发电常常需要大量应用电力电子技术，需研究具有电力电子型分布式电源的交流/直流变换技术、有功和无功的调节控制技术等。

2.2.5　微型电网技术研究

微型电网的模拟、控制、保护、能量管理系统和能量储存技术等与常规分布式发电技术有较大不同，需进行专门的研究。还要研究微型电网与配电网并网运行以及电网出现故障使微型电网与配电网解列和解列后的再同步运行问题。

2.2.6　分布式电源的并网规程和导则研究制订

我国目前尚无分布式电源的并网规程和导则，应尽快加以研究并制定出相应的规程和导则，以利于 DG（DR）的接入。

2.3　分布式发电（电源）的应用前景

尽管分布式发电具有许多潜在的效益，但它与目前的现实间尚有一定的差距，由于在经济性、技术性等方面的局限，至今只在少数特殊场所得到应用，且只有内燃机、燃气轮机等少数发电方式已完全进入市场化运作，如不将成本降低，并开发好市场，则难以期待规模化的生产，即使已投运的设备，也可能因经济性不佳而退出运行，这已有先例为证。

随着分布式发电技术水平的提高、各种分布式电源设备性能不断改进和效率不断提高，分布式发电的成本也在不断降低，分布式发电的应用范围将不断扩大，可以覆盖到包括办公楼、宾馆、商店、饭店、住宅、学校、医院、福利院、疗养院、大学、体育场馆等多种场所。目前，这种电源在我国仅占较小比例，但可以预计未来的若干年内，分布式电源不仅可以作为集中式发电的一种重要的补充，还将在能源综合利用上占有十分重要的地位，DG 与集中式发电的关系大致如图 20.6-3 所示。因此，无论是解决城市的供电、还是解决边远和农村地区的用电问题，都具有巨大的潜在市场，一旦解决了主要的障碍和瓶颈，分布式发电（电源）系统将获得迅速发展。总之，分布式发电技术的应用前景是十分广阔的。

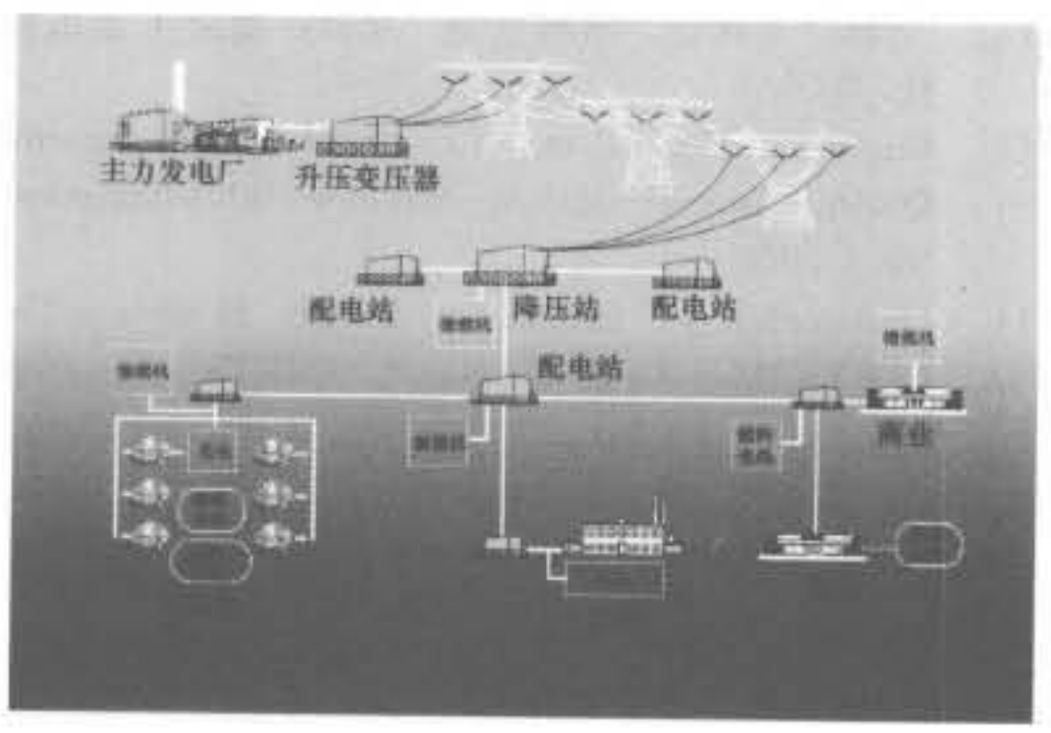


图 20.6-3　分布式发电与集中式发电的关系示意图

参 考 文 献

[1] IEEE Std 1547-2003. 关于分布式电源与电力系统互联的标准. 2003.

[2] 藤井裕三，山口寿士，关西电力公司. “分布式电源的联网状况及对电力系统的影响”. 日刊《能源、资源》，2002 年 5 月(分布式电源技术文集).

[3] Frank Haugwitz，GTZ. 德国太阳能光伏技术发展及运用. 第九届中国太阳能光伏会议. 四川，2006.

[4] 林在豪，等. 华东建筑设计研究院有限公司. 上海浦东国际机场热电联供可行性研究. 《工厂动力》(季刊)，2007 年 1 期(总 110 期).

[5] 孔力. 太阳能光伏发电. 电工高新技术丛书. 第 2 分册. 北京：机械工业出版社，2000.

[6] 王长贵，王斯成. 太阳能光伏发电实用技术. 北京：化学工业出版社，2005.

[7] 沈辉，曾祖勤. 太阳能光伏发电技术. 北京：化学工业出版社，2005.

[8] 屠云璋. 中国沼气发展现状. 中国循环经济与沼气资源综合利用研讨会. 山东.

[9] 北京市燃气集团有限责任公司. 楼宇型天然气热电冷联供系统应用研究与示范，2004.

[10] Ann-Marie Borbely and Jan F. Kreider. “Distributed Generation，The Power Paradigm for the New Millennium”. CRC Press，2001.

[11] 王振铭. 我国热电联产分布式能源的新进展. 北京：中国电机工程学会热电专委会，2005.

[12] 李瑛，王林山. 燃料电池. 北京：冶金工业出版社，2000.

[13] Roger C，Dugan，et al. Electrical Power Systems Quality，second edition，McGraw-Hill Companies，Inc.，2003.

[14] “Integration of Distributed Energy Resources-The CERTS MicroGrid Concept”. CERTS consultant report(contract No. 150-99-003). California Energy Commission，Oct.，2003.

[15] 杨素萍，赵永亮，等. 分布式发电技术及其在国外的发展状况. 电能效益. 2006 年 9 月，第 9 期(总第 45 期).

[16] Wenqiang He & Hans Peter Nee. “A Comparison Study of DG Interconnection Standard”. ICEE 2001，July 22-26，Xi’an，China.

[17] 樊栓狮，梁德青，杨向阳，等. 储能材料与技术. 北京：化学工业出版社，2004.

[18] 陈军，陶占良，苟兴龙. 化学电源 原理、技术与应用. 北京：化学工业出版社，2006.

[19] 管从胜，杜爱玲，杨玉国. 高能化学电源. 北京：化学工业出版社，2005.

[20] 浙江大学电气学院，杭州市电力局分布式发电联合研究小组. “分布式发电对地区电网运行的影响项目研究报告”. 2006 年 12 月.

[21] 名取一雄，东京电力公司. “分布式电源的最近动态和未来展望”. 日刊《电学论 B》，2000 年 6 月号(分布式电源技术文集).

[22] 伊东弘一，大阪府立大学. “分布式能源系统的国内外动向”. 日刊《能源、资源》，2002 年 5 月(分布式电源技术文集).

[23] Roger C. Dugan，Thomas E. McDermott. “分布式发电在配电系统的运行冲突”. IEEE Rural Electric Power Conference 2001 年 (分布式电源技术文集).

[24] 长谷川淳，等. 北海道大学. “分布式电源系统联网的技术课题”. 日刊，《综合电气杂志》，OHM2002. 12(分布式电源技术文集).

[25] Richard E. Brown，Lavelle A. A. Freemen，ABB Power T & D. “分布式发电对可靠性影响的分析”. O-7803-7173-9/01，2001 lEEE (分布式电源技术文集).

[26] Hideki Iwatsuki，日本中部电力公司. “关于大量光电发电设备接入配电系统的影响的研究”. International Electric Exchange，2002.